



Felipe Cury Marques

Licenciado em Engenharia Industrial

Perspectivas de penetração da energia solar fotovoltaica no mercado português

Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia de Energias Renováveis

Orientador: Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo, Professor na
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade
Nova de Lisboa

Co-orientadora: Doutora Anabela Golçalves Pronto, Professora na
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade
Nova de Lisboa

Júri

Presidente: Doutor Rui Alexandre Nunes Neves da Silva,
Professor na Faculdade de Ciências e Tecnologia
da Universidade Nova de Lisboa

Arguente: Doutor António Luiz Moura Joyce, Investigador
Principal no Laboratório Nacional de Energia e
Geologia

Vogal: Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo, Professor
na Faculdade de Ciências e Tecnologia da
Universidade Nova de Lisboa

Setembro de 2019



**FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA**



Felipe Cury Marques

Licenciado em Engenharia Industrial

Perspectivas de penetração da energia solar fotovoltaica no mercado português

Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia de Energias Renováveis

Orientador: Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo, Professor na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Co-orientadora: Doutora Anabela Golçalves Pronto, Professora na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Júri

Presidente: Doutor Rui Alexandre Nunes Neves da Silva, Professor na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Arguentes: Doutor António Luiz Moura Joyce, Investigador Principal no Laboratório Nacional de Energia e Geologia

Vogais: Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo, Professor na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Setembro de 2019

Perspectivas de penetração da energia solar fotovoltaica no mercado português

Copyright © Felipe Cury Marques, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria agradecer meus pais, Helder Marques Bueno e Adriana Silveira Cury Marques, pelo esforço a que se propuseram para que toda minha trajetória acadêmica tivesse sido possível.

Ao meu orientador, Professor Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo, pela oportunidade que me ofereceu para explorar o tema deste trabalho, bem como pela disponibilidade e orientação que possibilitou a concretização desta dissertação.

À minha Co-orientadora, Professora Doutora Anabela Gonçalves Pronto, por todo o auxílio prestado ao longo da realização desta dissertação. A sua ajuda foi indispensável para alcançar este objetivo.

Resumo

O crescimento da energia solar faz parte da trajetória do setor eletroprodutor no âmbito da produção renovável em Portugal visando, até 2050, a descarbonização da economia, a diminuição da dependência externa e dos custos da energia, e a criação de novos postos de trabalho. A tecnologia fotovoltaica (PV) é o principal meio para impulsionar a geração elétrica a partir do recurso solar, mas existem barreiras que dificultam uma adoção mais rápida desta tecnologia.

Neste contexto, esta dissertação apresenta uma análise da difusão da energia solar PV no mercado português, com destaque para o potencial de produção distribuída, e uma avaliação técnico-económica da implementação de sistemas PV descentralizados. Foram objetos de estudo instrumentos que estimulam a tecnologia PV e entraves técnicos, regulatórios e de mercado à novas instalações solares que influenciam a capacidade técnica de geração na conjuntura nacional.

Posto isto, utilizou-se duas abordagens para investigar o avanço desta tecnologia renovável no território nacional. A primeira consistiu em usar metodologias científicas e dados estatísticos para mensurar o potencial teórico do PV distribuído e comparar com referências de mercado. A segunda assentou-se no dimensionamento de sistemas PV com potência ótima, sem e com armazenamento, em diferentes localidades portuguesas para três tipologias de consumidor: residencial, comercial e industrial. Efetuou-se iterações de potência e capacidade de acumulação energética até alcançar a condição de máxima Taxa Interna de Retorno, aferindo-se também o Valor Atual Líquido, o Período de Retorno do Investimento e o *Levelized Cost of Energy*.

Verificou-se pelos resultados obtidos que Portugal tem um elevado potencial PV ainda pouco aproveitado. Relativamente à viabilidade económica, as unidades de produção sem armazenamento apresentam resultados mais favoráveis aos investidores em cada tipologia e localidade explorada. Os projetos instalados em regiões com maior consumo energético e irradiação alcançam taxas internas de retorno de até 15% no âmbito doméstico, 25% no comercial e até 40% no industrial. Em termos do período de retorno do investimento, observa-se valores próximos de 8 anos para *prosumers* residenciais, cerca de 4,5 anos para *prosumers* comerciais e perto de 3 anos para *prosumers* industriais.

Por fim, num contexto de transição energética em Portugal, a tecnologia PV configura-se como um eixo importante na estratégia da matriz eletroprodutora descentralizada do país e empodera os consumidores a produzirem sua própria energia limpa e terem uma participação ativa no desenvolvimento sustentável da sociedade e combate às alterações climáticas.

Palavras-chave: energias renováveis, fotovoltaico descentralizado, autoconsumo, armazenamento energético, potencial técnico, viabilidade económica.

Abstract

The growth of solar energy takes part in the power sector's renewable production trajectory in Portugal until 2050, aiming to decarbonize the economy, reduce external dependence and energy costs, and create new jobs. Photovoltaic (PV) technology is the main driver to boost power generation from the sun, but there are barriers that hinder a faster adoption of this technology.

In this respect, this dissertation presents an analysis of solar PV diffusion in the Portuguese market highlighting the potential of distributed production, as well as a technical and economic feasibility study of decentralized PV systems implementation. Instruments that stimulate PV technology, in addition to technical, regulatory and market barriers to new solar installations that influence the technical generation capacity in the national context were also objects of study.

Therefore, two approaches were employed to investigate the development of this renewable technology within Portugal. Firstly, scientific methods together with statistical data were used to measure the theoretical potential of distributed PV enabling possible comparisons with market references. Secondly, a sizing analysis was carried out to identify the optimal power of PV systems, with and without storage, in different Portuguese locations for three types of consumer: residential, commercial and industrial. Furthermore, an iterative method was performed for system power and storage capacity in order to reach maximum Internal Rate of Return and also to calculate the resulting Net Present Value, Payback and Levelized Cost of Energy.

As a result, the investigation conducted in this dissertation shows that Portugal has a great amount of unrealized PV potential. Regarding the feasibility study, non-storage PV units produce more favorable results for each type of investor in every location explored. Projects deployed in regions with higher energy consumption and irradiation achieve internal rates of return of up to 15% for domestic clients, 25% commercial clients and up to 40% for industrial clients. Moreover, the payback period can be close to 8 years for residential prosumers, 4.5 years for commercial prosumers and close to 3 years for industrial prosumers.

Finally, with the energy transition occurring in Portugal, PV technology plays a critical role in the country's decentralized energy strategy and empowers consumers to generate their own clean energy and actively participate in the sustainable development of society as well as the fight against climate change.

Keywords: renewable energy, decentralized photovoltaics, self-consumption, energy storage, technical potential, feasibility study

Índice de Matérias

Resumo	vii
<i>Abstract</i>	ix
1 Introdução.....	1
1.1 Enquadramento e justificação do estudo.....	1
1.2 Objetivos	4
1.3 Estrutura da dissertação	4
2 Revisão bibliográfica	7
2.1 Mercado da energia solar fotovoltaica.....	7
2.1.1 Visão geral do mercado global	7
2.1.2 Visão geral do mercado português.....	10
2.1.3 Contexto político mundial e nacional	15
2.1.4 Tendências globais de energia e do mercado PV	18
2.2 Energia fotovoltaica descentralizada	25
2.2.1 Panorama geral	25
2.2.2 Potencial teórico da capacidade PV	26
2.3 Barreiras à implantação do PV descentralizado	31
2.3.1 Barreiras técnicas	31
2.3.2 Barreiras regulatórias.....	34
2.3.3 Barreiras de mercado.....	34
2.4 Mecanismos de promoção à tecnologia PV descentralizada	35
2.4.1 Regimes de apoio ao PV descentralizado	35
2.4.2 Solar PV com armazenamento.....	38
2.4.3 Interconexões elétricas na Península Ibérica.....	41
2.5 Decisões para implementar a tecnologia PV	42
3 Metodologia	44
3.1 Abordagem geral	44
3.2 Potencial técnico PV em Portugal	45
3.3 Estudo de viabilidade económica	47
3.3.1 Perfis de consumo e informações gerais.....	47
3.3.2 Produção de energia elétrica, autoconsumo e venda	51
3.3.3 Avaliação económica e financeira	57
3.3.4 Análise de sensibilidade.....	62
3.3.5 Análise de cenários.....	63
4 Resultados obtidos.....	65
4.1 Potencial técnico PV em Portugal	65
4.2 Viabilidade económica	66
4.2.1 Investimento total, tarifas e venda de energia elétrica.....	66
4.2.2 Consumidores domésticos	68
4.2.3 Consumidores comerciais	85
4.2.4 Consumidores industriais	98

4.2.5	Síntese dos resultados alcançados	112
5	Discussão dos resultados.....	117
5.1	Potencial técnico PV em Portugal	117
5.2	Viabilidade económica	118
6	Conclusões e trabalhos futuros	125
6.1	Trabalho desenvolvido	125
6.2	Principais resultados e conclusões	125
6.3	Trabalhos futuros.....	127
	Referências bibliográficas	129
	Anexos	141
	Anexo A – Ficha técnica do painel solar fotovoltaico	141
	Anexo B – Ficha técnica do inversor.....	143
	Anexo C – Perfil de produção simplificado dos locais estudados.....	145
	Anexo D – Cálculos complementares do potencial técnico PV	147
	Anexo E – Lista de ofertas de <i>kits</i> de autoconsumo PV e baterias utilizadas de comercializadores em Portugal	149
	Anexo F – Perfis de consumo simplificados para <i>prosumers</i> domésticos, comerciais e industriais em cada localidade analisada (setor agregado).....	151
	Anexo G – Consumo de energia elétrica mensal de <i>prosumers</i> domésticos, comerciais e industriais em cada localidade considerada (setor agregado).....	155
	Anexo H – Perfis de autoconsumo e venda para uma seleção de <i>prosumers</i> domésticos médios.....	157
	Anexo I – Perfis de autoconsumo e venda para uma seleção de <i>prosumers</i> comerciais médios	169
	Anexo J – Perfis de autoconsumo e venda para uma seleção de <i>prosumers</i> industriais médios	181

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Consumo de energia primária global por ano (Roser & Ritchie, 2018).....	1
Figura 2.1 - Evolução dos incrementos de potência renovável global, 2012-2018 (REN21, 2019)	7
Figura 2.2 - Parcela das fontes renováveis na produção elétrica global em 2018 (REN21, 2019)	8
Figura 2.3 - Custo nivelado de eletricidade para tecnologias FER, 2010-2018 (IRENA, 2019a)	9
Figura 2.4 - Empregos por tecnologia renovável no mundo, 2012-2018 (adaptado de IRENA, 2019b)	9
Figura 2.5 - Segmentação do mercado PV no mundo por região em 2017 (à esquerda) e por potência acumulada entre 2011-2017 (à direita) (IEA, 2018b)	10
Figura 2.6 - Evolução da produção de energia elétrica a partir das FER mais hídrica em Portugal, 2010-2019 (adaptado de DGEG, 2019)	11
Figura 2.7 - Produção de eletricidade por fonte na UE-28 (em %), 2017 (Eurostat, 2019)	12
Figura 2.8 - Preços de eletricidade (consumidores domésticos) na UE-28, 2018 (ERSE, 2018a)	13
Figura 2.9 - Desenvolvimento do mercado PV em Portugal, 2010-2017 (Joyce, et al., 2018) ...	15
Figura 2.10 - Evolução da capacidade instalada do PV distribuído em Portugal por tipo de regime, 2008-2016 (adaptado de PNEC, 2018; DGEG, 2019)	17
Figura 2.11 - Redução das emissões de GEE com medidas que aceleram a transição energética para cumprir o Acordo de Paris (IEA, 2018a)	19
Figura 2.12 - Potência instalada global por fonte no <i>New Policies Scenario</i> à esquerda e <i>Sustainable Development Scenario</i> à direita (IEA, 2018a)	20
Figura 2.13 - Cenários de mitigação de GEE no RNC2050 (MATE, 2019b)	21
Figura 2.14 - Capacidade instalada dos cenários no RNC2050 (MATE, 2019b).....	22
Figura 2.15 - Potencial elétrico da tecnologia PV na UE com base na radiação solar (Solargis, 2018)	25
Figura 2.16 - Transição no setor eletroprodutor em Portugal até 2050 (adaptado de MATE, 2019a)	26
Figura 2.17 - Evolução da capacidade do solar PV residencial em Portugal, 2013-2030 (adaptado de GfK Belgium Consortium, 2017).....	28
Figura 2.18 - PRI estimado de investimentos feitos em sistemas PV residenciais em 2016 e 2030 na UE (GfK Belgium Consortium, 2017).....	29
Figura 2.19 - Comparação do custo variável da eletricidade residencial com o custo de geração de eletricidade a partir de um sistema solar PV na UE (adaptado de Jäger-Waldau, 2018).....	29
Figura 2.20 - LCOE do solar PV vs. receitas/poupanças por segmento em Portugal (EDP, 2017a)	30
Figura 2.21 – Características e principais desafios da transição de diferentes fases de integração das FER (adaptado de IEA, 2018).....	31
Figura 2.22 – Fontes de flexibilidade para gerir integração das FER (adaptado de IEA, 2018).	32
Figura 2.23 – Projeção do preço das baterias de íões de lítio (Goldie-Scot, 2019)	39

Figura 2.24 - Análise da rentabilidade de baterias de iões de lítio por tipo de cliente (D'Aprile, et al., 2016).....	40
Figura 2.25 - Infraestrutura de transmissão de energia elétrica existente (linhas cinzentas) e projetada até 2030 (linhas azuis) na Península Ibérica (Comissão Europeia, 2019).....	41
Figura 2.26 - Hierarquia de elementos a considerar na tomada de decisão para investir na tecnologia solar PV (adaptado de Kim, et al., 2019)	42
Figura 3.1 - Perfil de consumo de um cliente final tipificado para o setor residencial (ERSE, 2018c)	47
Figura 3.2 - Perfil de consumo de um cliente final tipificado para o setor comercial (ERSE, 2018c)	48
Figura 3.3 - Perfil de consumo de um cliente final tipificado para o setor industrial (adaptado de EDP Distribuição, 2019)	48
Figura 3.4 - Regiões NUTS III escolhidas na segunda abordagem para consumidores domésticos e comerciais (à esquerda) e consumidores industriais (à direita).....	49
Figura 3.5 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência ($BTN \leq 20,7$ kVA) (ERSE, 2018c).....	50
Figura 3.6 - Perfil de produção de energia elétrica AC de um painel solar PV em um dia típico para uma residência ou comércio em Lisboa (adaptado de Comissão Europeia, 2017)	55
Figura 3.7 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um sistema PV sem armazenamento (García, 2012).....	55
Figura 3.8 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um sistema PV com armazenamento (García, 2012).....	56
Figura 3.9 - Esquema de um sistema PV com armazenamento e ligação à RESP (SunEnergy, 2019)	57
Figura 3.10 - Fluxo de trabalho para o estudo viabilidade económica	60
Figura 4.1 - Tendência de preço das ofertas de sistemas PV residenciais (sem baterias) em Portugal, 2018-2019.....	66
Figura 4.2 - Tendência de preço das ofertas de sistemas PV residenciais (com baterias de iões de lítio e chumbo-ácido) em Portugal, 2018-2019.....	67
Figura 4.3 - Tendência de preço das ofertas de baterias de iões de lítio e chumbo-ácido em Portugal, 2018-2019.....	67
Figura 4.4 - Diagrama de carga de um cliente doméstico médio (dia útil) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a).....	69
Figura 4.5 - Diagrama de carga de um cliente doméstico médio (fim de semana e e feriados) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a).....	69
Figura 4.6 - Energia consumida mensalmente por um cliente doméstico médio – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)	70
Figura 4.7 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa simples) – A. M. Porto	70
Figura 4.8 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa simples) – A. M. Lisboa	71
Figura 4.9 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um <i>prosumer</i> residencial médio em janeiro (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a).....	71

Figura 4.10 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um <i>prosumer</i> residencial médio em julho (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a).....	72
Figura 4.11 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 2,75 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> residencial médio – A. M. Porto	76
Figura 4.12 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 2,75 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> residencial médio – A. M. Lisboa	76
Figura 4.13 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> residencial médio – A. M. Porto.....	77
Figura 4.14 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> residencial médio – A. M. Lisboa.....	77
Figura 4.15 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa bi-horária) – A. M. Porto	78
Figura 4.16 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa bi-horária) – A. M. Lisboa	78
Figura 4.17 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa simples) – Trás-os-Montes	79
Figura 4.18 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa simples) – Região de Coimbra.....	79
Figura 4.19 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa simples) – Alentejo Central.....	79
Figura 4.20 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa simples) – Algarve.....	80
Figura 4.21 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 3 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> residencial médio – Trás-os-Montes	80
Figura 4.22 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 2,5 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> residencial médio – Região de Coimbra.....	80
Figura 4.23 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 3,5 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> residencial médio – Alentejo Central.....	81
Figura 4.24 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 3,75 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> residencial médio – Algarve.....	81
Figura 4.25 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1,25 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> residencial médio – Trás-os-Montes.....	82
Figura 4.26 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> residencial médio – Região de Coimbra	82
Figura 4.27 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> residencial médio – Alentejo Central	82
Figura 4.28 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> residencial médio – Algarve	83
Figura 4.29 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa bi-horária) – Trás-os-Montes	83
Figura 4.30 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa bi-horária) – Região de Coimbra.....	84
Figura 4.31 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa bi-horária) – Alentejo Central.....	84

Figura 4.32 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> residencial médio (tarifa bi-horária) – Algarve	84
Figura 4.33 - Diagrama de carga de um cliente comercial médio (dia útil) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)	85
Figura 4.34 - Diagrama de carga de um cliente comercial médio (fim de semana e feriado) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)	86
Figura 4.35 - Energia consumida mensalmente por um cliente comercial médio – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)	86
Figura 4.36 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa simples) – A. M. Porto	87
Figura 4.37 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa simples) – A. M. Lisboa	87
Figura 4.38 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um <i>prosumer</i> comercial médio em janeiro (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a)	88
Figura 4.39 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um <i>prosumer</i> comercial médio em julho (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a)	88
Figura 4.40 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 19 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> comercial médio – A. M. Porto	89
Figura 4.41 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 21,5 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> comercial médio – A. M. Lisboa	89
Figura 4.42 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> comercial médio – A. M. Porto	90
Figura 4.43 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> comercial médio – A. M. Lisboa	90
Figura 4.44 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa bi-horária) – A. M. Porto	91
Figura 4.45 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa bi-horária) – A. M. Lisboa	91
Figura 4.46 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa simples) – Trás-os-Montes	92
Figura 4.47 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa simples) – Região de Coimbra	92
Figura 4.48 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa simples) – Alentejo Central	92
Figura 4.49 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa simples) – Algarve	93
Figura 4.50 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 10 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> comercial médio – Trás-os-Montes	93
Figura 4.51 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 16,5 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> comercial médio – Região de Coimbra	94
Figura 4.52 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 16,25 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> comercial médio – Alentejo Central	94

Figura 4.53 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 16,75 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> comercial médio – Algarve.....	94
Figura 4.54 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> comercial médio – Trás-os-Montes	95
Figura 4.55 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> comercial médio – Região de Coimbra	95
Figura 4.56 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> comercial médio – Alentejo Central	96
Figura 4.57 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> comercial médio – Algarve	96
Figura 4.58 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa bi-horária) – Trás-os-Montes.....	97
Figura 4.59 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa bi-horária) – Região de Coimbra	97
Figura 4.60 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa bi-horária) – Alentejo Central.....	98
Figura 4.61 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> comercial médio (tarifa bi-horária) – Algarve.....	98
Figura 4.62 - Diagrama de carga de um cliente industrial médio (dia útil) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)	99
Figura 4.63 - Diagrama de carga de um cliente industrial médio (sábado) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)	100
Figura 4.64 - Diagrama de carga de um cliente industrial médio (domingo e feriado) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)	100
Figura 4.65 - Energia consumida mensalmente por um cliente industrial médio – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)	101
Figura 4.66 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> industrial médio – A. M. Porto.....	101
Figura 4.67 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> industrial médio – A. M. Lisboa.....	102
Figura 4.68 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um <i>prosumer</i> industrial médio em janeiro (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a).....	102
Figura 4.69 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um <i>prosumer</i> industrial médio em julho (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a)	103
Figura 4.70 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 159 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> industrial médio – A. M. Porto.....	104
Figura 4.71 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 140,5 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> industrial médio – A. M. Lisboa	104
Figura 4.72 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 139,5 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> industrial médio – A. M. Porto.....	105
Figura 4.73 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 145 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> industrial médio – A. M. Lisboa.....	105

Figura 4.74 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> industrial médio – Ave	106
Figura 4.75 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> industrial médio – Região de Aveiro	106
Figura 4.76 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> industrial médio – Viseu-Dão-Lafões	106
Figura 4.77 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> industrial médio – Região de Coimbra	107
Figura 4.78 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> industrial médio – Região de Leiria.....	107
Figura 4.79 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um <i>prosumer</i> industrial médio – Lezíria do Tejo	107
Figura 4.80 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 112 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Ave	108
Figura 4.81 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 22 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Região de Aveiro.....	108
Figura 4.82 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 188 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Viseu-Dão-Lafões	109
Figura 4.83 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Região de Coimbra	109
Figura 4.84 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 122,5 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Região de Leiria	109
Figura 4.85 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 191 kWh (LFP) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Lezíria do Tejo	110
Figura 4.86 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Ave.....	110
Figura 4.87 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 145,5 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Região de Aveiro	111
Figura 4.88 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Viseu-Dão-Lafões	111
Figura 4.89 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Região de Coimbra.....	111
Figura 4.90 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 145 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Região de Leiria.....	112
Figura 4.91 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 78 kWh (gel) para um <i>prosumer</i> industrial médio – Lezíria do Tejo.....	112

Índice de Tabelas

Tabela 1.1 - Resumo das metas do Pacote Clima-Energia na Europa até 2050.....	2
Tabela 2.1 - Custo da tecnologia fotovoltaica em Portugal, 2015-2017	12
Tabela 2.2 - Redes de distribuição e opções tarifárias do setor de energia elétrica nacional (ERSE, 2018b).....	14
Tabela 2.3 - Tendências que moldarão o setor de eletricidade a partir do solar nos próximos anos (adaptado de SolarPower Europe, 2018)	24
Tabela 2.4 - Estimativa de área de cobertura disponível para painéis solares e potencial técnico de capacidade PV por regiões NUTS 2 em Portugal (adaptado de Huld, et al., 2018).....	27
Tabela 2.5 - Caracterização do parque edificado de Portugal, 2014 (adaptado de DGEG, 2014)	27
Tabela 2.6 - Crescimento da potência e dos <i>prosumers</i> do solar PV residencial em Portugal até 2030 (adaptado de GfK Belgium Consortium, 2017)	28
Tabela 2.7 – Visão geral de regimes de apoio para sistemas fotovoltaicos numa seleção de países (adaptado de IEA, 2018b; REN21, 2019)	35
Tabela 3.1 - Número de consumidores de energia elétrica por tipologia nas principais regiões em Portugal, 2017 (PORDATA, 2019b)	46
Tabela 3.2 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo para BTN (ERSE, 2018c)	48
Tabela 3.3 - Consumo de energia elétrica por tipologia de consumidor em 2017 (PORDATA, 2019a)	50
Tabela 3.4 - Dados usados no PVGIS para estimar irradiação global nas regiões do caso de estudo (Comissão Europeia, 2017)	51
Tabela 3.5 - Pressupostos utilizados para cálculo do perfil de produção de um sistema PV genérico.....	54
Tabela 4.1 - Síntese dos resultados das metodologias da IEA para estimar o potencial PV em Portugal	65
Tabela 4.2 - Tarifas de venda a clientes finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) (sem IVA), 2019 (ERSE, 2018b)	68
Tabela 4.3 - Tarifa de venda a clientes finais em em MT (sem IVA), 2019 (ERSE, 2018b).....	68
Tabela 4.4 – Comparação de indicadores para UPAC de 750 Wp na A. M. Porto e 500 Wp na A. M. Lisboa, respetivamente, sem e com armazenamento de 1 kWh (baterias de LFP e gel) .	73
Tabela 4.5 – Análise de sensibilidade efetuada ao valor do investimento de sistemas PV com 750 Wp (A. M. Porto) e 500 Wp (A. M. Lisboa) sem armazenamento	73
Tabela 4.6 – Análise de sensibilidade efetuada ao custo dos sistemas PV com 750 Wp e baterias de LFP e gel de 1 kWh	74
Tabela 4.7 – Análise de sensibilidade efetuada à capacidade do sistema PV com armazenamento.....	74
Tabela 4.8 – Análise de sensibilidade efetuada à opção tarifária e ao custo de financiamento da UPAC	75

Tabela 4.9 - Síntese dos melhores resultados segundo a máxima TIR para <i>prosumers</i> residenciais médios.....	113
Tabela 4.10 - Síntese dos melhores resultados segundo a máxima TIR para <i>prosumers</i> comerciais médios	113
Tabela 4.11 - Síntese dos melhores resultados segundo a máxima TIR para <i>prosumers</i> industriais médios	114
Tabela 4.12 - Síntese dos melhores resultados de sistemas PV com armazenamento (com redução de 50% nos preços) segundo a máxima TIR para <i>prosumers</i> residenciais médios ...	114
Tabela 4.13 - Síntese dos melhores resultados de sistemas PV com armazenamento (com redução de 50% nos preços) segundo a máxima TIR para <i>prosumers</i> comerciais médios.....	114
Tabela 4.14 - Síntese dos melhores resultados de sistemas PV com armazenamento (com redução de 50% nos preços) segundo a máxima TIR para <i>prosumers</i> industriais médios.....	115
Tabela 4.15 - Área necessária para instalar UPAC na cobertura de edifícios.....	115

Lista de abreviaturas, siglas e símbolos

(k, M, G) €	(quilo: 10 ³ , mega: 10 ⁶ , giga: 10 ⁹) euros
APESF	Associação Portuguesa de Empresas do Setor Fotovoltaico
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BIPV	Energia Solar PV Integrada em Edifícios (<i>Building-Integrated PV</i>)
BTN	Baixa Tensão Normal
CA	Cenário Camisola Amarela
CAGR	Taxa de Crescimento Anual Composta (<i>Compound Annual Growth Rate</i>)
CCUS	Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (<i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i>)
CELE	Comércio Europeu de Licenças e Emissão
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CO ₂	Dióxido de carbono
COP	Conferência da Partes
CSP	Central Térmica Solar (<i>Concentrating Solar Power</i>)
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
ENE 2020	Estratégia Nacional para a Energia 2020
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EV	Veículo Elétrico (<i>Electric Vehicle</i>)
FER	Fontes de Energias Renováveis
FIT	Tarifas <i>feed-in</i> (<i>Feed-in Tariffs</i>)
FP	Cenário Fora de Pista
GEE	Gases com Efeito de Estufa
IEA	Agência Internacional de Energia (<i>International Energy Agency</i>)
IEA-PVPS	IEA <i>Photovoltaic Power Systems Programme</i>
INE	Instituto Nacional de Estatística
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)

IRENA	Agência Internacional para as Energias Renováveis (<i>International Renewable Energy Agency</i>)
JRC	<i>Joint Research Centre</i>
LCOE	Custo Nivelado de Energia (<i>Levelized Cost of Energy</i>)
LFP	Fosfato de Lítio-Ferro (LiFePO ₄)
MAOTE	Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia
MATE	Ministério do Ambiente e da Transição Energética
MT	Média Tensão
Mtep	Milhões de toneladas equivalente de petróleo
NDCs	Contribuições Nacionalmente Determinadas (<i>Nationally Determined Contributions</i>)
NPS	<i>New Policies Scenario</i>
NZEB	Edifícios com Necessidades Quase Nulas de Energia (<i>Nearly Zero Energy Buildings</i>)
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PL	Cenário Pelotão
PME	Pequenas e Médias Empresas
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PNEC	Plano Nacional Integrado Energia e Clima
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PRI	Período de Recuperação/Retorno do Investimento (ou <i>payback period</i>)
PV	Fotovoltaico (<i>Photovoltaic</i>)
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RNBC	Roteiro Nacional de Baixo Carbono
RNC2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

SDG	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (<i>Sustainable Development Goals</i>)
SDS	<i>Sustainable Development Scenario</i>
STC	Condições de Teste Padrão (<i>Standard Test Conditions</i>)
UE	União Europeia
UNFCCC	Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>)
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
Wp	watt pico (potência máxima fornecida por um painel em condições STC, ou nas horas de pico solar)

1 Introdução

1.1 Enquadramento e justificação do estudo

A energia é um dos elementos fundamentais para a sobrevivência, reprodução e evolução da sociedade humana. O sol é a fonte mais abundante de energia para a Terra, responsável pela formação de fontes fósseis como o carvão e o petróleo no decorrer de períodos extensos de tempo e pela sustentação de quase todos os organismos, direta ou indiretamente. De uma forma geral, sistemas inteligentes antropogénicos utilizam esta energia como motor da civilização moderna (Bithas & Kalimeris, 2016). A própria atividade económica é, do ponto de vista termodinâmico, a transformação de uma energia de baixa entropia do ambiente para produtos ou serviços de valor (Rifkin, 2011).

A intensificação energética resultante das revoluções industriais foi acompanhada com um aumento da queima de combustíveis fósseis, principalmente o carvão, petróleo e gás natural. Após a Segunda Guerra Mundial, houve uma nova elevação no consumo de energia (Figura 1.1) (Bithas & Kalimeris, 2016).

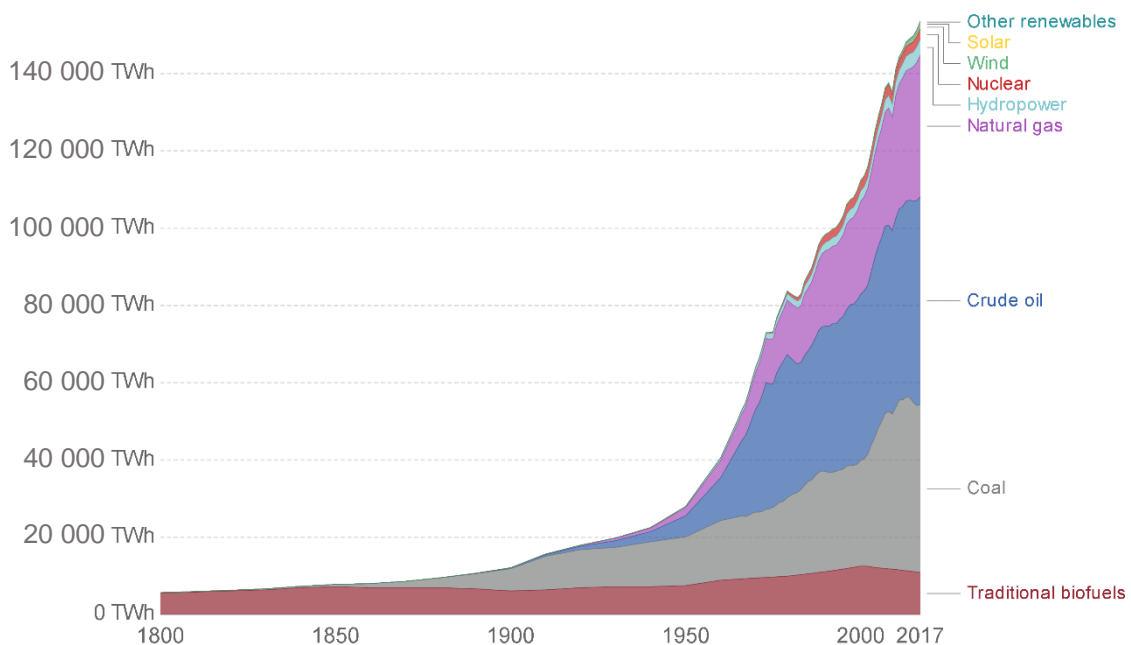


Figura 1.1 - Consumo de energia primária global por ano (Roser & Ritchie, 2018)

O aumento das emissões de gases com efeito de estufa (GEE), principalmente o dióxido de carbono (CO₂), tem acompanhado a tendência de aumento do consumo de fontes não renováveis (e.g. carvão, petróleo e gás natural da Figura 1.1), contribuindo em parte para o aquecimento global. O Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) estima que com as atividades humanas atuais, o limite de aquecimento mundial acima dos níveis pré-industriais de 1,5 °C definido no Acordo de Paris seria alcançado entre 2032 e 2050 (IPCC, 2018).

Com o novo relatório da Agência Internacional de Energia (IEA), o *World Energy Outlook* 2018 prevê um aumento de 25% ou quase 40% da procura de energia mundial até 2040, considerando a implementação das novas políticas energéticas anunciadas pelos governos ou manutenção das políticas atuais, respetivamente. Em termos de emissões de CO₂, poderá haver aumentos de 10% ou 30%, o que dificultaria manter a temperatura global abaixo do patamar de 1,5 °C. Num cenário de transição energética acelerada para fontes de geração renovável e maior eficiência energética até 2040, utilizando como referência o ano de 2017, reduzir-se-iam a demanda de energia de 13 972 milhões de toneladas equivalente de petróleo (Mtep) para 13 715 Mtep e as emissões relacionadas à energia em até 46% do nível de 32,6 gigatoneladas de CO₂ (GtCO₂) (IEA, 2018a).

Um importante avanço na redução das emissões de GEE foi o estabelecimento da Diretiva 2009/28/CE que, além de promover a segurança do aprovisionamento energético, o desenvolvimento tecnológico e a inovação e criação de oportunidades de emprego, aprovou como objetivo obrigatório a quota de 20% de energias provenientes de fontes renováveis no consumo final bruto de energia para todos os Estados-Membros até 2020 (Comissão Europeia, 2009). Além disso, a Comissão Europeia apresentou um conjunto de metas para o clima e energia até o horizonte de 2050 (Tabela 1.1).

Tabela 1.1 - Resumo das metas do Pacote Clima-Energia na Europa até 2050

2020^{a,b}	<ul style="list-style-type: none"> • Redução de 20% das emissões de GEE comparado com 1990 • Quota de 20% de energias renováveis no consumo energético da UE (quota de 10% nos transportes) • Poupança de 20% no consumo final de energia na UE em relação às projeções de consumo para 2020 (eficiência energética) • Assegurar um nível de interconexão elétrica equivalente ou superior a 10% da capacidade instalada de produção entre os Estados-Membros
2030^b	<ul style="list-style-type: none"> • Redução de 40% das emissões de GEE comparado com 1990 • Quota de pelo menos 32% de energias renováveis no consumo energético da UE (com revisão da meta a nível da União até 2023) • Poupança de 32,5% no consumo final de energia na UE em relação às projeções de consumo para 2030 (com revisão da meta a nível da União) • Assegurar um nível de interconexão elétrica ≥15%
2050^{a,b}	<ul style="list-style-type: none"> • Redução entre 80 e 95% das emissões de GEE comparado com 1990 (visando zero emissões líquidas e, após 2050, emissões negativas)

Nota: a. (Comissão Europeia, 2011); b. (Comissão Europeia, 2018a).

Com as políticas atuais dos Estados-Membros, a União Europeia (UE) conseguirá cumprir os objetivos 20-20-20 até 2020 mas não atingirá a quota de redução de 40% das emissões de GEE até 2030 (Eurostat, 2018). A criação da União da Energia e adesão ao Acordo de Paris fazem parte da estratégia de proporcionar energia limpa para todos os europeus (*Clean Energy for All Europeans*) da Comissão Europeia, que destaca a priorização da eficiência energética, a liderança global de energias renováveis e consumidores mais participativos (Comissão Europeia, 2018b).

O enfoque na energia provém do fato que o setor energético é o que mais emite GEE na UE-28 (parcela de 26,9% em 2016) – ao mesmo tempo, foi a área da economia com maiores cortes de emissão entre 1990 e 2016 (Eurostat, 2018). Na publicação do *SolarPower Europe, o Global Market Outlook 2018-2022* identifica que sistemas solares fotovoltaicos (PV) locais são essenciais para a geração de uma energia digitalizada, descarbonizada, distribuída e democratizada, proporcionando eletricidade limpa e barata aos consumidores. A parcela de geração a partir da tecnologia solar satisfaz aproximadamente 5% da procura elétrica na UE, mas poderia aumentar para 15% até 2030 com o potencial de diferentes aplicações e uma estrutura regulatória mais favorável (Schmela, et al., 2018).

Em Portugal, o governo estabeleceu a Estratégia Nacional para a Energia com o horizonte de 2020 (ENE 2020) que adapta e atualiza a Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro. Nesta estratégia, destaca-se a importância da aposta nas energias renováveis e da eficiência energética, sendo que a energia solar posiciona-se como a tecnologia com maior potencial de desenvolvimento em Portugal até 2020 (Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, 2010).

Nos termos do Pacote Energia e Clima da UE, as metas portuguesas em matéria de energia são mais ambiciosas face aos objetivos comunitários europeus (Tabela 1.1), uma vez que até 2020 Portugal deveria integrar 31% do consumo final bruto de energia com produção renovável, atingir uma quota de 25% de eficiência energética face ao consumo de energia primária e reduzir entre 19-23% dos GEE (MAOTE, 2015). Com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), o Governo Português comprometeu-se com uma redução total das emissões líquidas de GEE em 2050 com os seguintes resultados (MATE, 2019a):

- Geração renovável no consumo final bruto de energia de 45-47% em 2030 e 85-90% em 2050;
- Meta de eficiência energética para 2030: redução de 35% do consumo de energia primária comparado com o cenário *Business As Usual* do PRIMES 2007;
- Redução de emissões de GEE (sem sumidouros) de 45-55% em 2030 e 85-90% em 2050 comparado com os níveis de 2005.

Para realizar a descarbonização da economia, será necessária uma transição no setor eletroprodutor com o solar PV descentralizado representando a principal fonte de geração de eletricidade em 2050 no cenário de maior competitividade e sustentabilidade (MATE, 2019a).

Nesta condição, reconhecido como um país líder nas energias renováveis no contexto internacional, qual o potencial de geração de eletricidade a partir da tecnologia solar PV distribuída em Portugal?

A principal motivação desta dissertação é averiguar a capacidade de produção elétrica na conjuntura nacional a partir do PV descentralizado, na ótica técnico-económica e da política energética, identificar barreiras à adoção da tecnologia e verificar possíveis medidas ou ações que podem ser implementadas para potencializar esta energia renovável.

1.2 Objetivos

Esta dissertação teve como principal objetivo avaliar as perspetivas de penetração da energia solar fotovoltaica no mercado português tomando em consideração as metas nacionais até 2050.

No que diz respeito aos objetivos específicos, salientam-se:

- i. Estudar o percurso da energia solar fotovoltaica em Portugal e as barreiras (técnicas, regulatórias e de mercado) à sua implantação;
- ii. Explorar os aspetos técnico-económicos que influenciam os processos decisórios na implantação da tecnologia fotovoltaica centralizada e descentralizada;
- iii. Explorar medidas para a promoção da tecnologia fotovoltaica em Portugal.

1.3 Estrutura da dissertação

O presente trabalho encontra-se dividido em seis capítulos, sendo que o primeiro apresenta uma perspetiva geral do enquadramento do tema da dissertação, seguido pela descrição dos objetivos e da estrutura geral do estudo.

No segundo capítulo desenvolve-se a revisão bibliográfica abordando os seguintes tópicos: o estado de arte dos mercados mundial e nacional em matéria de energia fotovoltaica; a evolução da energia solar PV no mercado português em termos de legislação e capacidade de geração; as tendências do mercado PV e o panorama geral do solar PV descentralizado; as barreiras técnicas, regulatórias e de mercado que limitam a implantação da tecnologia; decisões de viabilidade técnico-económica para implementação de sistemas PV descentralizados e centralizados; e mecanismos de promoção da tecnologia fotovoltaica.

No terceiro capítulo descreve-se a metodologia utilizada para explorar o potencial de geração de energia elétrica considerando sistemas de autoconsumo em residências e estabelecimentos comerciais e industriais, bem como o estudo de viabilidade técnico-económica

para diferentes tipologias de consumidores, localidades e os pressupostos assumidos no trabalho. Na sequência, explica-se sobre a análise de sensibilidade referente aos custos das baterias e os sistemas fotovoltaicos assim como a análise de cenários das diferentes configurações de unidades de produção em cada região.

No quarto capítulo apresenta-se os casos de estudo e os resultados do trabalho.

No quinto capítulo analisa-se os resultados adquiridos.

No sexto capítulo discorre-se sobre as principais conclusões do trabalho e propostas para trabalhos futuros.

2 Revisão bibliográfica

2.1 Mercado da energia solar fotovoltaica

2.1.1 Visão geral do mercado global

Segundo o *Renewables 2019 Global Status Report* da REN21, em 2018 o investimento global em energias renováveis foi de quase USD 290 mil milhões, correspondente a um aumento de 11% comparado com 2017. A maior parte deste investimento foi para a energia solar fotovoltaica (cerca de 48%), sendo que foi adicionada mais capacidade de produção através da energia PV do que o acréscimo do carvão, gás natural e energia nuclear juntos. A Figura 2.1 mostra o crescimento das renováveis que teve um aumento histórico em 2018 (181 GW), com destaque para o solar que registou um incremento de capacidade superior de 25% (100 GW) relativamente a 2017, totalizando 505 GW de potência global (REN21, 2019).

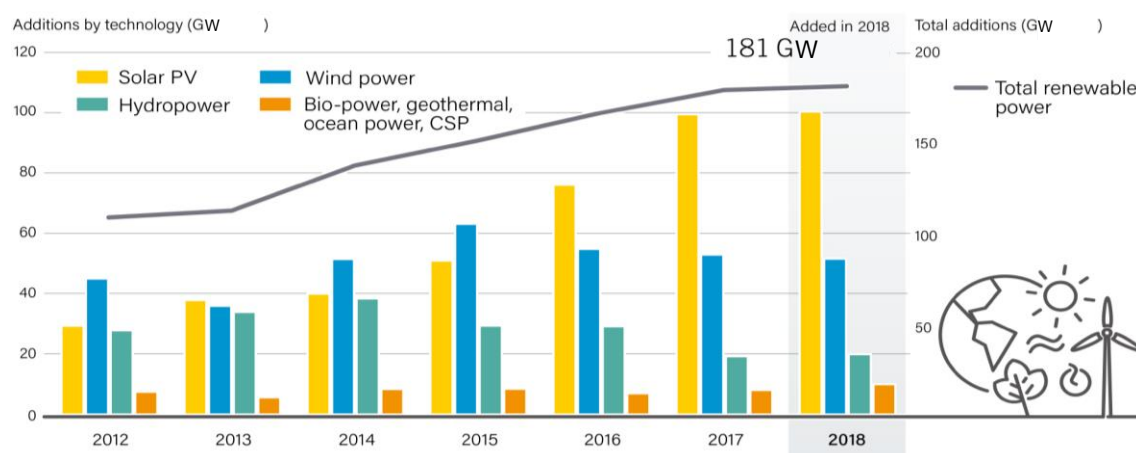


Figura 2.1 - Evolução dos incrementos de potência renovável global, 2012-2018 (REN21, 2019)

Sem considerar a potência hídrica (1 132 GW), a capacidade renovável mundial foi de 1 246 GW no final de 2018, sendo a China responsável por 404 GW e a EU-28 com 339 GW. O *top 6* é composto por: China; Estados Unidos (180 GW); Alemanha (113 GW); Índia (78 GW); Japão (64 GW); e Reino Unido (42 GW) (REN21, 2019). Em termos de nova potência instalada a partir da tecnologia PV em 2018, a China dominou o mercado com 45 GW, perfazendo sua capacidade total de 176 GW. Os Estados Unidos, Índia e Japão juntos instalaram aproximadamente 28 GW, enquanto a EU-28 teve um aumento acima de 6 GW – valores incrementais maiores do que em 2017. A capacidade acumulada PV da UE-28 foi 115 GW em 2018, sendo os principais mercados: Alemanha (39%); Itália (17%); Reino Unido (11%); França (7%); e Espanha (5%) (Schmela, et al., 2018; REN21, 2019).

A capacidade de geração renovável cresceu mais do que o dobro entre 2008 e 2018, e a representatividade da mesma foi de 26,2% da produção de eletricidade mundial no final de 2018 (Figura 2.2). Há diversos fatores que promovem as fontes renováveis, incluindo o aumento da procura de eletricidade nos países, os mecanismos de apoio às energias renováveis e gradual redução do custo para produzir a energia (custo nivelado de energia - LCOE). Entre 2010 e 2018, o LCOE do solar PV centralizado diminuiu 77% (para 85 USD/MWh) em função dos custos decrescentes dos módulos fotovoltaicos, permitindo a tecnologia renovável competir com combustíveis fósseis em muitos locais sem ser subsidiada (REN21, 2019).

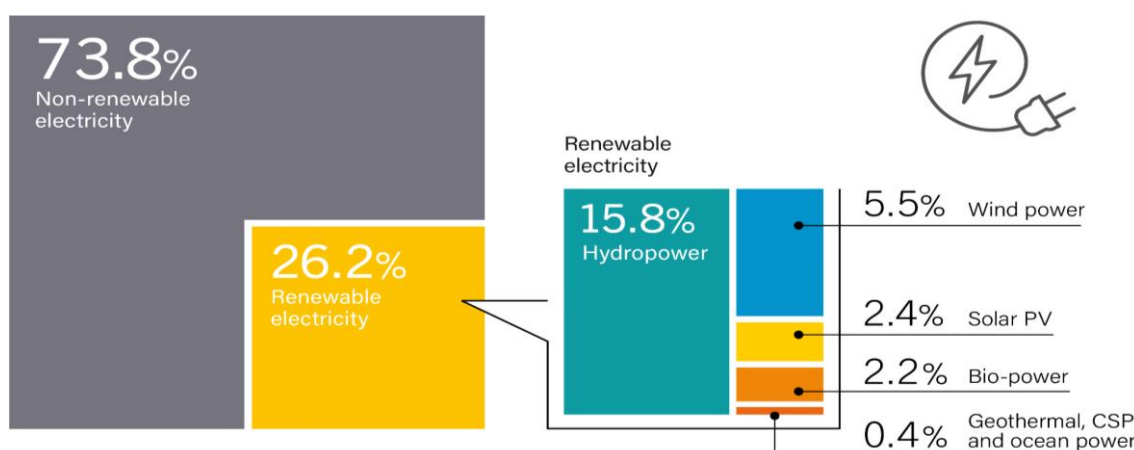


Figura 2.2 - Parcela das fontes renováveis na produção elétrica global em 2018 (REN21, 2019)

Na Austrália, a capacidade instalada do fotovoltaico de 1,3 GW provém em grande parte dos sistemas de autoconsumo residenciais, sendo favorecidos pelo LCOE mais competitivo. O potencial de geração distribuída e flexibilidade do solar PV têm incentivado muitos países a investir nesta tecnologia, tal que o número de nações que instalou mais de 1 GW de potência PV aumentou de sete para nove entre 2016 e 2017, nomeadamente: China; Estados Unidos; Índia; Japão; Turquia; Alemanha; Austrália; Coreia do Sul; e Brasil (Schmela, et al., 2018).

A Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA) ressalta três elementos que levaram à redução dos custos das renováveis: a inovação tecnológica, que aprimora o desempenho e eficiência dos equipamentos de produção elétrica; a licitação competitiva, com leilões conduzindo a preços cada vez mais acessíveis; e uma base internacional de promotores à procura de novos projetos no mercado, compartilhando melhores práticas no desenvolvimento de projetos de fontes de energias renováveis (FER). A Figura 2.3 reúne informações extraídas do banco de dados de custos da IRENA com registos de cerca de 17 000 projetos (capacidade total próxima de 1 700 GW), que satisfaz aproximadamente metade de toda a capacidade instalada renovável no mundo (IRENA, 2019a).

Em termos de investimento inicial, os projetos PV de grande escala instalados em 2018 (incluindo custos financeiros e instalação) variou de (em USD/kW): 793 na Índia; 879 na China; 1 113 na Alemanha; 1 550 nos EUA e Austrália; e até 2 427 no Canadá. Em média, o custo de instalação caiu 74% de 4 621 USD/kW em 2010 à 1 210 USD/kW em 2018 (IRENA, 2019a).

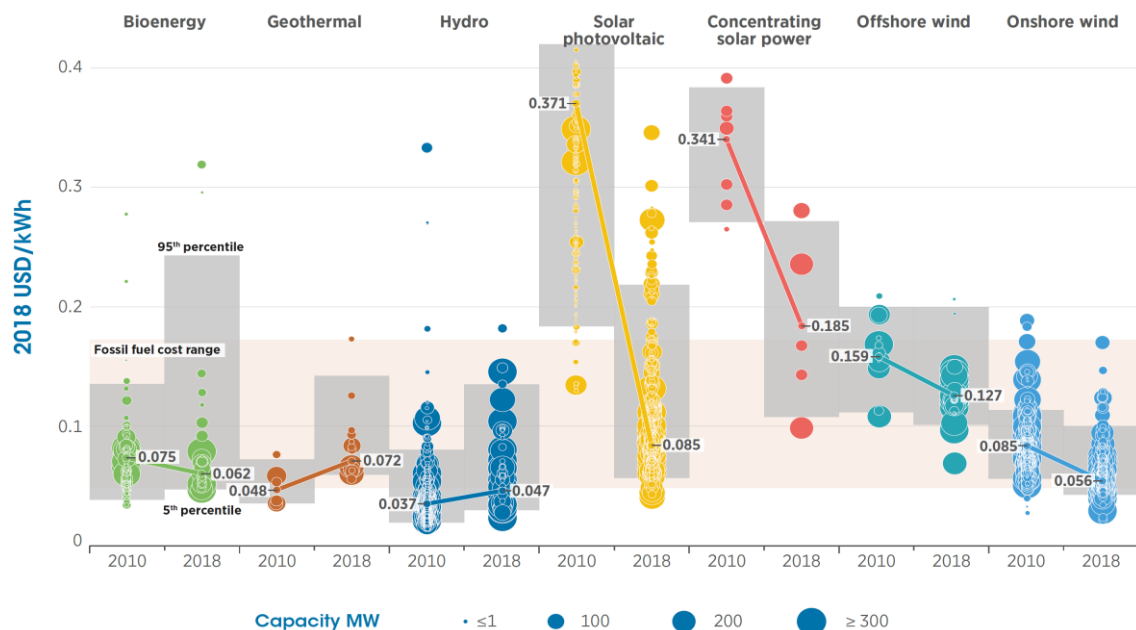


Figura 2.3 - Custo nivelado de eletricidade para tecnologias FER, 2010-2018 (IRENA, 2019a)

Nota: Os diâmetros indicam o tamanho do projeto e as linhas destacam o LCOE médio ponderado global para o ano de arranque das centrais. Custo de capital igual a 7,5% para membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) e China e 10% para o restante do mundo.

Com base no padrão ilustrado na Figura 2.3, existe uma tendência de mudança de paradigma na produção elétrica global evidenciada na Figura 2.2, principalmente no que diz respeito às tecnologias solar PV e eólica que já concorrem com as fontes fósseis. O impacto socioeconómico desta transição tem sido positivo, com o setor das energias renováveis criando cerca de 11 milhões de trabalhos diretos e indiretos em 2018 (Figura 2.4). A estimativa é que para cada dólar investido, as renováveis geram 70% mais empregos do que os combustíveis fósseis, e o solar PV pode gerar o dobro de postos de trabalho por unidade de eletricidade do que o carvão e o gás natural (IRENA, 2018).

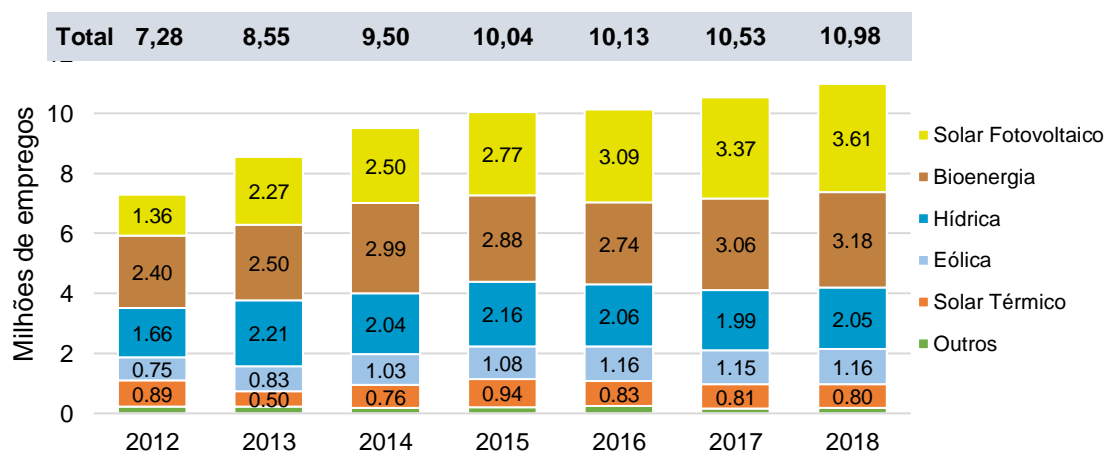


Figura 2.4 - Empregos por tecnologia renovável no mundo, 2012-2018 (adaptado de IRENA, 2019b)

Nota: Outros incluem: geotérmica, central térmica solar (CSP), bombas de calor, resíduos sólidos urbanos (RSU) e industriais e energia oceânica.

Os empregos no setor das energias renováveis foram influenciados por diversos aspetos, designadamente: custos decrescentes da tecnologia; mudanças na produtividade de trabalho; estratégias corporativas e reestruturações industriais; políticas para valorizar a criação de valor doméstico; e evolução do mercado em FER (REN21, 2019).

O solar PV foi o maior empregador em 2018, seguindo a mesma tendência de novos incrementos de potência instalada. Em 2018, o setor fotovoltaico empregou 3,6 milhões de pessoas no mundo (a grande maioria na China) – equivalente a um aumento de 6% em relação a 2017. Na Índia, mesmo encontrando-se dependente de painéis solares importados, o solar PV empregou 115 000 trabalhadores nos ramos de instalação e operação e manutenção (O&M). Em contraste, houve um declínio nos empregos nos Estados Unidos e Japão; a UE-28 teve 1,2 milhões de postos de trabalho nas renováveis em 2017, sendo que o setor do solar PV (com quase 40% dos trabalhadores na Alemanha) encolheu para cerca de 96 000 empregos (REN21, 2018; REN21, 2019).

No que concerne à capacidade instalada nos diferentes segmentos de mercado PV, as instalações solares centralizadas e descentralizadas aumentaram significativamente com mais de 61 GW e 37 GW em 2017, respetivamente, principalmente no mercado chinês (Figura 2.5). Países como a Espanha, Alemanha, Emirados Árabes, Brasil e México têm proposto leilões para favorecer as tecnologias mais competitivas enquanto os mercados norte-americano e europeu estão em transição para o autoconsumo, impulsionando o solar PV distribuído (IEA, 2018b).

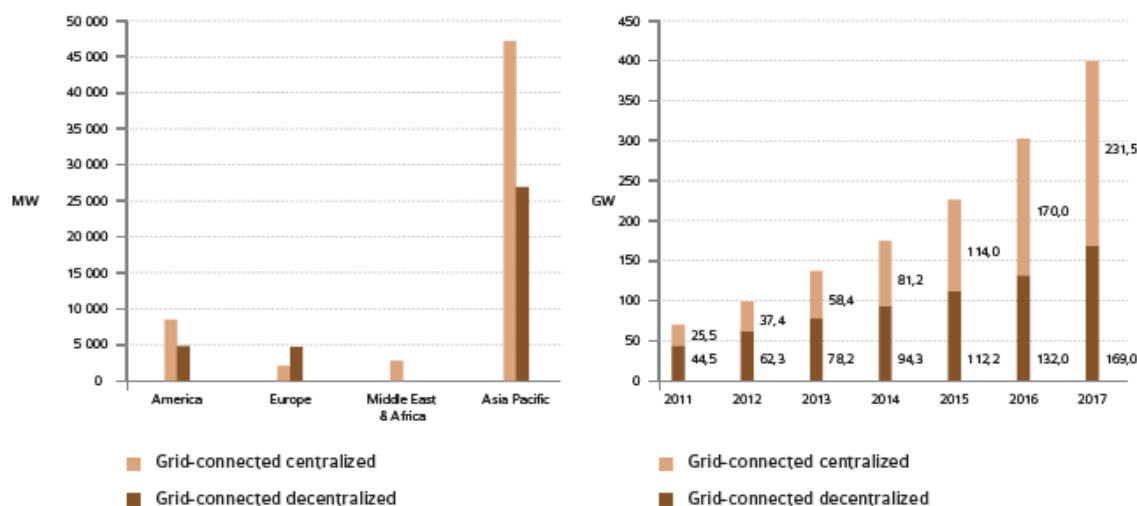


Figura 2.5 - Segmentação do mercado PV no mundo por região em 2017 (à esquerda) e por potência acumulada entre 2011-2017 (à direita) (IEA, 2018b)

2.1.2 Visão geral do mercado português

Segundo o *Energy Outlook 2017* da EDP, a crescente diversificação da matriz energética com a penetração das renováveis permitiu diminuir o peso do petróleo, que reduziu de 80% para 50% em 40 anos. De 2005 a 2015, as renováveis e a eficiência energética ocasionaram uma diminuição de 17% na intensidade energética e uma queda de 11% na dependência energética

para 75% (ainda acima da média da UE-28). No setor elétrico, as FER proporcionaram uma poupança de cerca de 7 G€ entre 2005 e 2016. Por via do efeito combinado da redução do consumo e aumento das FER, Portugal já atingiu o objetivo de redução de emissões de GEE e está em linha para cumprir as metas de incorporação das renováveis e poupança energética em 2020 (EDP, 2017a).

De 2010 a abril de 2019, a fonte com maior incremento de potência instalada (cerca de 2,2 GW) foi a tecnologia hídrica, com um crescimento de 45%. Entretanto, o maior aumento relativo foi a tecnologia PV com 446% para o mesmo período, chegando a 731 MW em abril de 2019 – o que representa 5% do total renovável de 14 144 MW (DGEG, 2019). Em termos de energia elétrica produzida, a Figura 2.6 mostra a geração anual das FER mais a fonte hídrica.

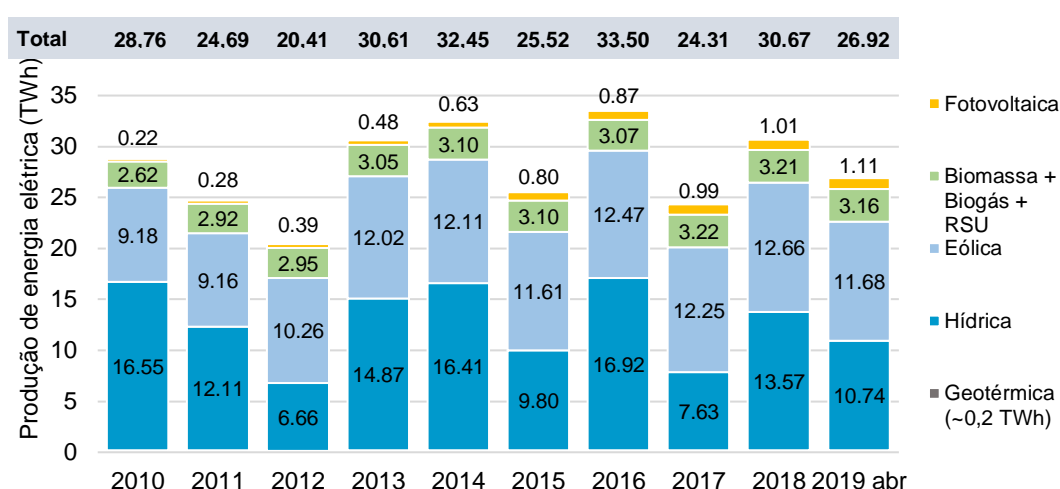


Figura 2.6 - Evolução da produção de energia elétrica a partir das FER mais hídrica em Portugal, 2010-2019 (adaptado de DGEG, 2019)

Entre maio de 2018 e abril de 2019, a produção bruta (que inclui o saldo importador) de energia elétrica foi de 55,36 TWh, sendo que a quota das renováveis alcançou 48,6%. O solar PV gerou 1,11 TWh neste período, correspondente a 2% da produção anual – um aumento de 10% comparado com a produção PV de 2018. Desde 2010, a região do Alentejo concentrou a maior parte da produção fotovoltaica nacional, responsável por quase 40% da geração de energia elétrica no ano móvel de 2019 (DGEG, 2019).

No contexto europeu em 2017, as FER representaram 31% da eletricidade consumida, enquanto as fontes fósseis cobriram 44% e as centrais nucleares 25%. Em função do aumento das importações de combustíveis fósseis, a dependência energética da UE foi de 47% em 2000 para 55% em 2017. Das FER, somente 4% da eletricidade consumida originou do recurso solar (Figura 2.7). Em termos do consumo final bruto de energia, o peso das renováveis subiu de 8,5% até 17,5% entre 2004 e 2017, próximo do objetivo de 2020. Na UE, Portugal foi o sétimo (ou quinto, na UE-28) Estado-Membro com maior parcela de renováveis no consumo final bruto de energia com 28,1% (Eurostat, 2019).

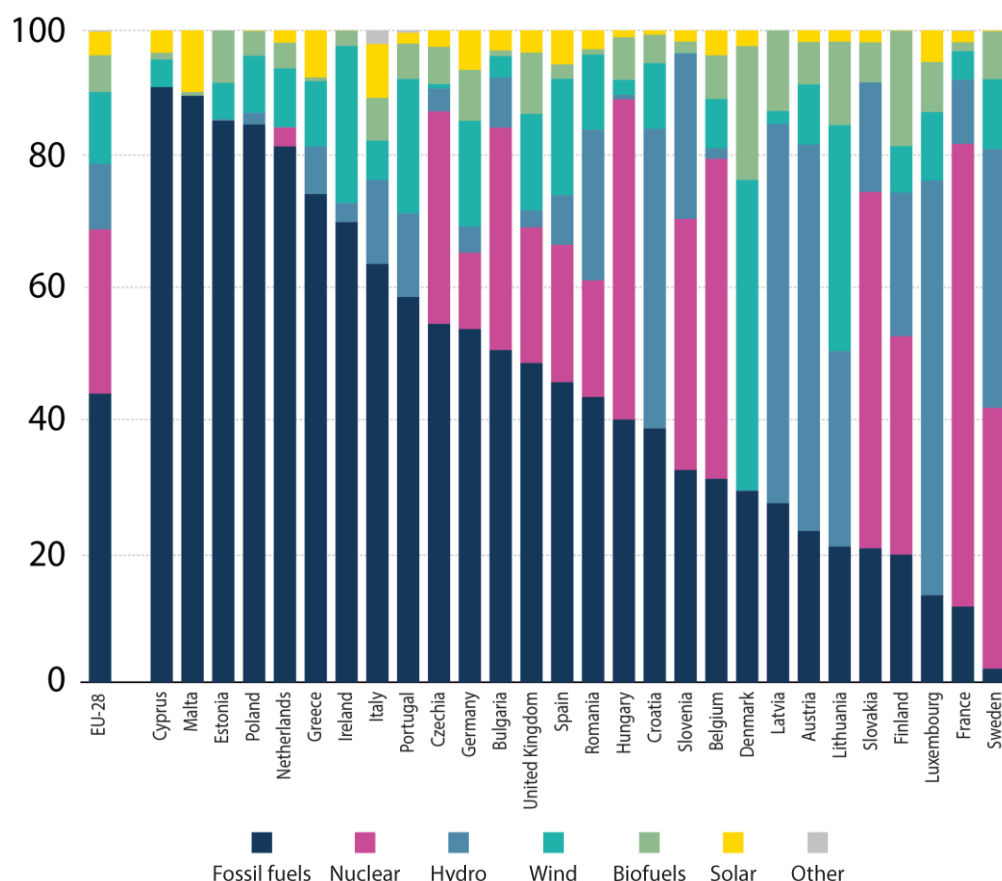


Figura 2.7 - Produção de eletricidade por fonte na UE-28 (em %), 2017 (Eurostat, 2019)

No que se refere aos custos da tecnologia solar fotovoltaica, há registos de fontes distintas que indicam a redução do investimento necessário para instalar sistemas PV em Portugal (Tabela 2.1), o que favoreceu o incremento maior de 64 MW no mercado PV em 2017 em relação aos dois anos anteriores. Deste montante, o segmento industrial e distribuído contribuiu com 32 MW, as instalações residenciais voltadas para autoconsumo e comerciais representaram um aumento de 20 MW, ao passo que 12 MW foram adicionados com sistemas centralizados (IEA, 2018b).

Tabela 2.1 - Custo da tecnologia fotovoltaica em Portugal, 2015-2017

Tipologia	Investimento (€/kW)			O&M (anual) ^a % do invest.
	2015 ^a	2016 ^{b,c}	2017 ^{b,c}	
Sistema PV residencial (menor que 5-10 kW)	1 686	1 700 - 2 200	1 600 - 1 700	1,4 - 2,0
Sistema PV comercial/ industrial (~10-1 000 kW)	-	1 000 - 1 400	1 000 - 1 400	1,5 - 2,5
Sistema PV centralizado (maior que 10 MW)	1 030	700 - 800	600 - 800	1,5 - 2,5
Sistema PV híbrido (PV com gerador/bateria)	-	-	6 000	-

Nota: a. (adaptado de MATE, 2019b); b. (Joyce, et al., 2018); c. (DGEG, 2018)

A competitividade da tecnologia fotovoltaica depende em grande parte da dimensão do próprio sistema PV (residencial vs centralizado) e o ambiente no qual ele está inserido. Em Portugal, o LCOE do fotovoltaico chega a ser menor do que 0,10 €/kWh (semelhante ao da Espanha), resultando na paridade de rede – quando o custo de produção da eletricidade do PV é inferior ao custo da eletricidade consumida da rede. Nesta situação, muitos consumidores do país investem no solar PV pela potencial economia que pode trazer, embora os níveis de autoconsumo podem variar entre menos de 30% (sistemas residenciais) e 100% (alguns sistemas industriais) (IEA, 2018b).

Comparativamente, o custo da eletricidade em Portugal é o sexto mais elevado da UE-28 para consumidores domésticos (cerca de 0,23 €/kWh) (Figura 2.8) e o sétimo maior para consumidores industriais (aproximadamente 0,15 €/kWh). Considerando apenas o custo da energia e da rede, Portugal possui o oitavo menor custo e abaixo da média da UE-28. Entretanto, a componente de taxas e imposto do país representa 55% e 33% do preço pago pelos consumidores domésticos e industriais, respetivamente, sendo 36% e 26% somente os custos de interesse económico geral (CIEG). Os CIEG são custos de decisão política que incluem subsídios a produtores, rendas municipais, compensações e outros custos que repercute nas tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores. Para os consumidores domésticos, Portugal possui tarifas inferiores à Espanha, contudo apresenta tarifas mais caras para os consumidores industriais (ERSE, 2018a).

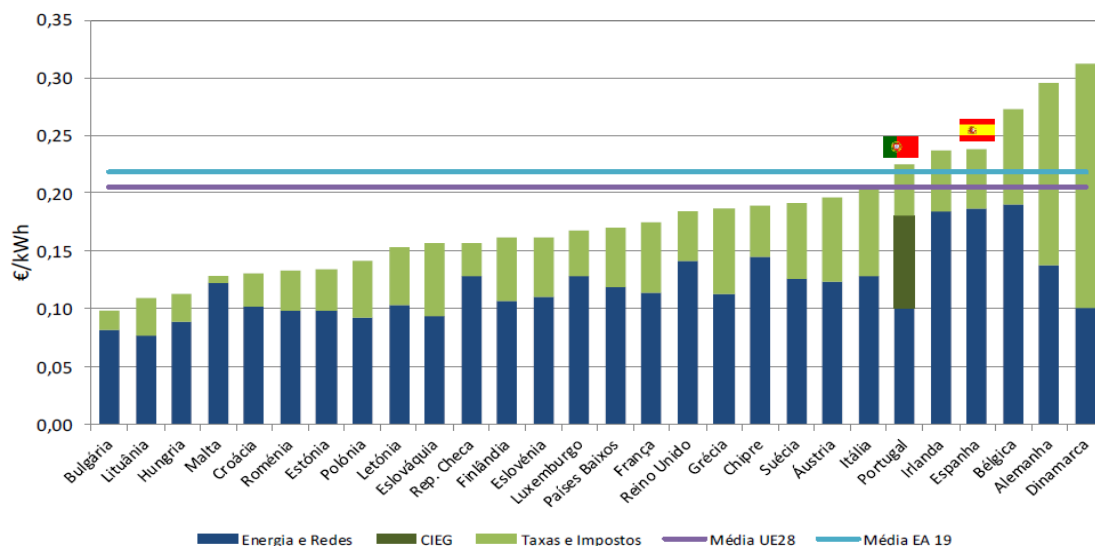


Figura 2.8 - Preços de eletricidade (consumidores domésticos) na UE-28, 2018 (ERSE, 2018a)

Nota: Referência da banda de consumo entre 2 500-5 000 kWh, que é a mais representativa em Portugal.

O setor de distribuição de energia elétrica em Portugal possui uma segmentação por nível de tensão (Tabela 2.2) que interliga os centros eletroprodutores às instalações consumidoras. Para cada tipo de fornecimento existem tarifas pagas por todos os consumidores de energia elétrica de acordo com o Regulamento Tarifário (ERSE, 2017).

Tabela 2.2 - Redes de distribuição e opções tarifárias do setor de energia elétrica nacional (ERSE, 2018b)

Nível de tensão	Intervalo (tensão entre fases ou potência contratada)	Opções tarifárias
Muito Alta Tensão (MAT)	Valor eficaz > 110 kV	Tarifa tetra-horária
Alta Tensão (AT)	45 kV > valor eficaz ≤ 110 kV	
Média Tensão (MT)	1 kV > valor eficaz ≤ 45 kV	
Baixa Tensão Especial (BTE)	Potência > 41,4 kW	
Baixa Tensão Normal (BTN)	Potência ≤ 41,4 kW	Tarifa simples, bi-horária ou tri-horária

Uma maior predominância das energias renováveis na geração elétrica nacional permite obter poupanças significativas no mercado grossista – onde os agentes da produção de eletricidade e os agentes comercializadores operam. Um exemplo disto foi a comparação dos preços de oferta de eletricidade neste mercado no dia 1 de janeiro de 2016, com e sem a presença das FER. O preço de oferta sem as FER foi de 63,44 €/MWh e com as FER foi de 44,75 €/MWh: a diferença resultou numa poupança de 370 k€ neste período (APREN, 2017a). Este fenómeno de redução de preço com a penetração das FER é conhecido como “Efeito da Ordem de Mérito”, e entre 2010 e 2016, o benefício líquido devido às renováveis somou perto de 265 M€ no setor elétrico, além de 5,26 G€ em importações de combustíveis fósseis evitados e ganhos de 475 M€ com poupanças de licenças de emissão de CO₂ (APREN, 2017b).

O investimento no setor das renováveis contribuiu notavelmente para a criação de empregos especializados, designadamente em locais mais remotos no interior do país (APREN, 2018). Segundo um estudo colaborativo entre a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) e a Deloitte, em 2013 haviam quase 38 000 empregados indiretos e aproximadamente 2 800 empregados diretos. Entre 2010 e 2013, a tecnologia solar foi a que gerou maior número de empregos por MW instalado (12,1), em função dos fabricantes no país e menor peso relativo no *mix* energético. No mesmo período, o Produto Interno Bruto (PIB) gerado por MW instalado da tecnologia solar também foi o maior entre as FER: 558 k€/MW (Deloitte, 2014). No final de 2017, estima-se que o segmento das renováveis empregou mais de 55 000 pessoas, sendo que cerca de 92% deste montante eram postos de trabalho indiretos (APREN, 2018).

De acordo com a Associação Portuguesa de Empresas do Setor Fotovoltaico (APESF), entre 2007 e 2014, o regime jurídico do solar PV incentivava a venda integral da energia produzida, independente do perfil de consumo local. A partir de 2014, houve uma mudança de paradigma estimulando a produção distribuída baseada no perfil do ponto de consumo (APESF, 2015). De 2015 até junho de 2018, o Governo Português aprovou a instalação de cerca de 1 GW de centrais PV sem apoio financeiro, mas promotores têm encontrado dificuldades para conseguir financiamentos com a volatilidade e incerteza do mercado de energia, dando margem para o crescimento do PV descentralizado ao nível residencial, comercial e industrial. Da capacidade total de 584 MW em 2017, 278 MW proveio do PV distribuído (Figura 2.9) – em abril de 2019, os valores foram, respetivamente, 731 MW e 334 MW (IEA-PVPS, 2018b; DGEG, 2019).

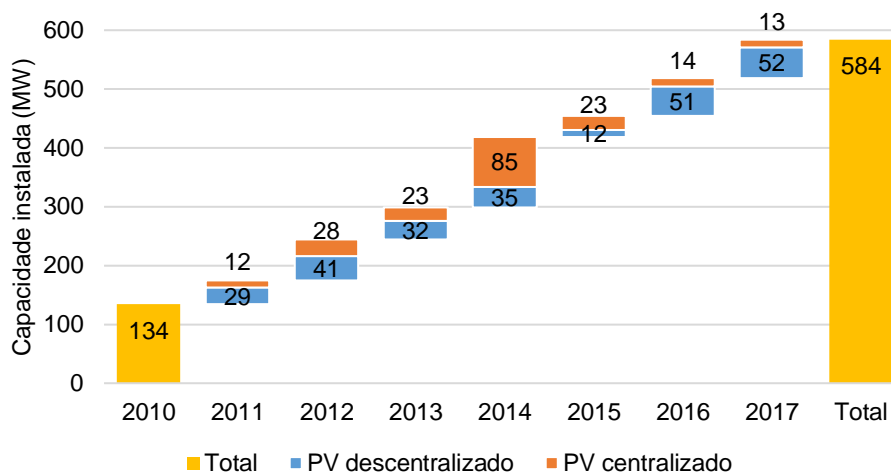


Figura 2.9 - Desenvolvimento do mercado PV em Portugal, 2010-2017 (Joyce, et al., 2018)

2.1.3 Contexto político mundial e nacional

A Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (UNFCCC) é um tratado firmado numa cimeira mundial em 1992, no Rio de Janeiro, por muitas nações no mundo para estabilizar a concentração dos GEE visando diminuir o impacte às alterações climáticas. O Protocolo de Quioto, que foi a terceira Conferência da Partes (COP3) em 1997, foi a primeira tentativa de um quadro global para a redução das emissões, após a publicação de relatórios do IPCC desde 1990 alertando para os efeitos dos GEE nas alterações climáticas. Como efeito da COP3, foram estabelecidos objetivos de mitigação e um comércio de direitos de emissão entre os países com metas, além de incentivar medidas mais ambiciosas como o Comércio Europeu de Licenças e Emissão (CELE) adotado em 2003. Na sequência do sucesso do CELE, foram constituídas políticas comunitárias no âmbito de investimentos em infraestruturas, redes transeuropeias de transportes e energia, e regulação de gases fluorados (MATE, 2018).

A cimeira organizada pelas Nações Unidas em setembro de 2015, em Nova Iorque, originou a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável. Esta Agenda visa, para além de um alinhamento com as metas da UNFCCC de combate às alterações climáticas, dar continuidade aos Objetivos de Desenvolvimento do Milénio acordados em 2000, priorizando a erradicação da pobreza e abordando o desenvolvimento sustentável pelo viés económico, social e ambiental (Nações Unidas, 2015). Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a um preço acessível à energia para todos virou um dos 17 objetivos de desenvolvimento sustentável (SDG) da Agenda 2030, com destaque para uma maior integração das energias renováveis no *mix* energético global e a eficiência energética (IEA, 2018a).

O consenso alcançado com a Agenda 2030 deu um impulso positivo às negociações internacionais que promoveram o Acordo de Paris (COP21) em dezembro de 2015, que foi um sucessor mais abrangente do que o Protocolo de Quioto na luta contra as alterações climáticas. A ideia central foi que cada país colaboraria dentro de suas possibilidades com os temas

abordados na COP21 através de Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) (MATE, 2018). Em síntese, o Acordo de Paris acentuou o objetivo de manter a temperatura média global abaixo de 2 °C acima de níveis pré-industriais, retendo as emissões totais no patamar de 40 GtCO₂ ou abaixo de 1,5 °C na medida que as emissões líquidas de CO₂ fossem reduzidas a zero (UNFCCC, 2016; IPCC, 2018). O relatório especial do IPCC, *Global Warming of 1.5 °C*, estima que com esforços para mitigar as emissões de CO₂ (em 2018, equivalentes a 37 GtCO₂ anuais) o saldo líquido nulo poderia ocorrer entre 2040 e 2055 dependendo da velocidade das reduções, estabilizando o aquecimento global antropogénico abaixo de 1,5 °C acima de níveis pré-industriais (IPCC, 2018).

Na Europa, a Diretiva 2001/77/CE relativa à promoção da eletricidade a partir das FER e a Diretiva 2003/30/CE relativa à utilização de biocombustíveis e combustíveis renováveis nos transportes estabeleceram os tipos de energias renováveis e definiram metas para a UE compatíveis com o compromisso assumido no Protocolo de Quioto. A Diretiva 2009/28/CE revogou estas duas Diretivas anteriores e redefiniu os objetivos comunitários, particularmente as metas 20-20-20 até 2020 (Tabela 1.1) (Comissão Europeia, 2009). A Diretiva de 2009 foi reformulada com a publicação da Diretiva (UE) 2018/2001 à luz do compromisso da União no âmbito do Acordo de Paris e as reduções de custos para o investimento em energia renovável. Portanto, foi elevada a anterior meta vinculativa da União para 2030 referente à quota de energia renovável consumida de pelo menos 27% para 32%, com possibilidade de revisão da meta em função dos custos decrescentes de produção das FER ou redução do consumo de energia na UE, além do empenho global rumo à descarbonização (Comissão Europeia, 2018c).

Relativamente à eficiência energética face ao consumo de energia final na UE, a Diretiva (UE) 2018/2002 altera a Diretiva 2012/27/UE estabelecendo um aumento da meta de pelo menos 27% para 32,5% até 2030 (Comissão Europeia, 2018d). No Regulamento (UE) 2018/1999, foram mantidas as metas vinculativas ao nível da EU, até 2030, de redução doméstica mínima de 40% das emissões de GEE e 15% de capacidade de interligação elétrica. Uma análise deverá ser efetuada pela Comissão no que se refere ao cenário que preveja a consecução do objetivo de zero emissões líquidas de GEE na UE até 2050 e, posteriormente, de emissões negativas (Comissão Europeia, 2018a).

Em Portugal, houve uma grande ênfase no desenvolvimento de uma política energética pautada na promoção das energias renováveis e na eficiência energética desde 2008. A ENE 2020, que foi aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros em 2010, era a continuação da estratégia energética de 2005, mas foi revogada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 que introduziu, na sequência de condições económicas difíceis, o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) para o período de 2013-2016 e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) para o período de 2013-2020. No âmbito da Diretiva 2009/28/CE, os planos fixaram metas mais ambiciosas até 2020, nomeadamente: 31% de incorporação das FER no consumo final bruto de energia e 10% nos

transportes (PNAER); e poupança energética de 25% face ao consumo de energia primária (PNAEE) (IEA, 2016a).

O Decreto-Lei n.º 363/2007 (revisado pelos Decretos-Leis n.º 118-A/2010 e 25/2013) e Decreto-Lei n.º 34/2011 (alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013) estabeleceram o quadro regulatório que permitiu uma evolução da produção descentralizada da eletricidade, introduzindo, respetivamente, os regimes de microprodução (potência de ligação do sistema não superior a 5,75 kW, ou 11,04 kW no caso dos condomínios) e miniprodução (potência de ligação da instalação à rede, a partir das FER, não superior a 250 kW). Em abril de 2019, no abrigo dos regimes jurídicos da microprodução e miniprodução, a capacidade instalada do solar PV atingiu 169,6 MW, representando cerca de 23% da potência total PV em Portugal (Decreto-Lei n.º 25/2013, 2013; DGEG, 2019).

Em 2014, ratificou-se o Decreto-Lei n.º 153/2014 que revoga os diplomas referentes ao regime de produção anterior com um único enquadramento legal de geração descentralizada: Unidades de Pequena Produção (UPP), que agrega e substitui a micro e miniprodução; e Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). Nas UPP, a potência de ligação à rede não pode ser superior a 250 kW, e toda a geração de eletricidade a partir das FER será vendida à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) com base num modelo de licitação (concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência). Quanto às UPAC, a produção de eletricidade é destinada ao autoconsumo, com ou sem ligação à RESP, a partir de um *mix* de FER ou não renováveis, sendo que a eletricidade não consumida localmente (excedente) pode ser vendida à rede a 90% do preço do mercado diário para Portugal definido pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE). A Figura 2.10 mostra o percurso da potência instalada do PV descentralizado ao abrigo dos regimes jurídicos supracitados. Em abril de 2019, a capacidade instalada atrelada às UPAC/UPP foi de 164,2 MW, perfazendo aproximadamente 22% da potência instalada PV em Portugal (Decreto-Lei n.º 153/2014, 2014; DGEG, 2019).

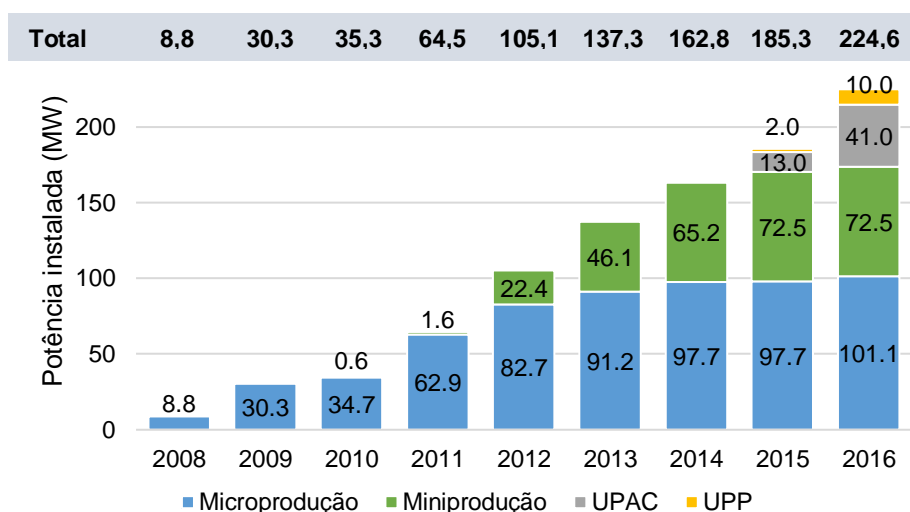


Figura 2.10 - Evolução da capacidade instalada do PV distribuído em Portugal por tipo de regime, 2008-2016 (adaptado de PNEC, 2018; DGEG, 2019)

Em 2016, na COP22 em Marraquexe, Portugal assumiu o compromisso político de atingir a neutralidade carbónica de sua economia até 2050, de forma a assumir a liderança no combate às alterações climáticas alinhado com o Acordo de Paris. Em 2018, o governo português apresentou o Roteiro para Neutralidade Carbónica (RNC2050) em linha com o objetivo da descarbonização, que substitui as metas de redução de GEE estabelecidas no Roteiro Nacional de Baixo Carbono (RNBC) determinado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 93/2010 e no Compromisso para o Crescimento Verde publicado em 2015. O RNC2050 delinea cenários ao longo do período 2020-2050 que afeta todos os setores da economia, sendo que na produção de eletricidade o solar PV afirma-se com maior evidência dentre as FER em todo o horizonte temporal considerado. É expectável que a eficiência energética, relativamente ao consumo de energia primária, atinja 35% até 2030 em comparação com o cenário *Business As Usual* do PRIMES 2007, o contributo das FER no consumo final bruto de energia alcance até 47% em 2030 e até 90% em 2050, e as emissões líquidas de GEE equivalham a zero toneladas equivalente de CO₂ em 2050 (MAOTE, 2015; IEA, 2016a; MATE, 2019a).

No final de 2018, o Plano Nacional Integrado Energia-Clima (PNEC) 2021-2030 foi submetido à Comissão Europeia alinhado com o RNC2050 e enquadrado nas obrigações decorrentes do Regulamento (UE) 2018/1999. O plano serve como instrumento de política energética e climática até 2030, abrangendo, para além dos contributos nacionais, políticas e medidas para o cumprimento dos objetivos da UE, cinco dimensões: descarbonização; eficiência energética; segurança de abastecimento; mercado interno da energia e investigação; e inovação e competitividade. Salienta-se, ainda, a aposta na energia solar, sendo um recurso abundante e com preços da tecnologia competitivos com fontes convencionais, como uma solução para dar continuidade à transição energética sem onerar os consumidores (PNEC, 2018).

2.1.4 Tendências globais de energia e do mercado PV

Na publicação do *World Energy Outlook 2018*, a IEA apresentou dois cenários distintos que projetam a trajetória que a energia global pode tomar: o *New Policies Scenario* (NPS), que incorpora as medidas dos NDC definidos por cada país no Acordo de Paris; e o *Sustainable Development Scenario* (SDS), que assume integralmente o cumprimento das metas ligadas à energia no âmbito do Acordo de Paris e da Agenda 2030, como manter a temperatura média global abaixo de 2 °C e alcançar acesso universal à energia até 2030. A Figura 2.11 ilustra os patamares de emissão de GEE em 2040 para ambos estes cenários e um conjunto de medidas que faria uma ponte (*Bridge measures*) entre a tendência atual e uma trajetória mais alinhada com o Acordo de Paris (IEA, 2018a).

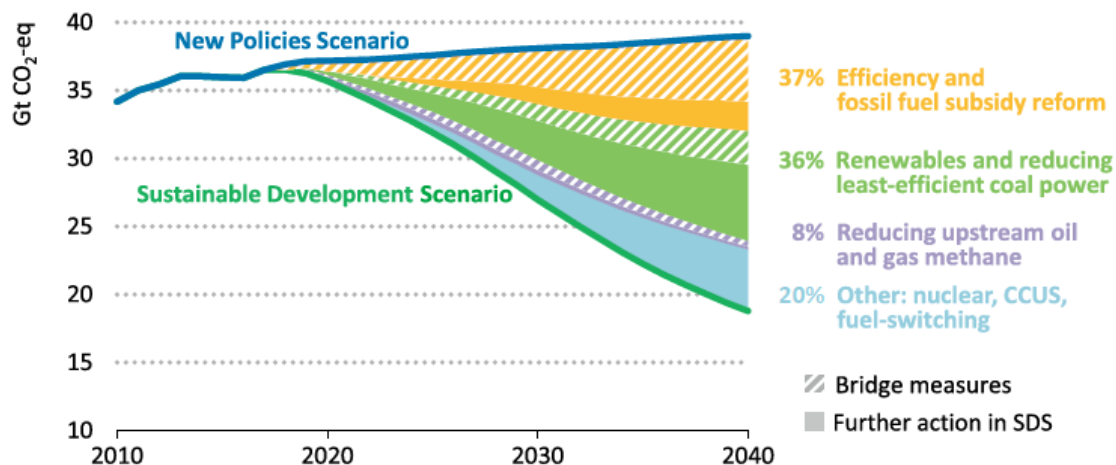


Figura 2.11 - Redução das emissões de GEE com medidas que aceleram a transição energética para cumprir o Acordo de Paris (IEA, 2018a)

Nota: CCUS – captura, utilização e armazenamento de carbono.

Em 2015, a IEA estabeleceu cinco medidas custo-eficazes (como mostra a Figura 2.11) que poderiam criar uma tendência decrescente nas emissões de GEE, além de maximizar sinergias entre diferentes objetivos de desenvolvimento sustentável (IEA, 2018a):

- Aumentar a eficiência energética nos setores da indústria, edifícios e transporte;
- Aumentar o investimento nas tecnologias FER (incluindo hídrica) ao longo do tempo;
- Descomissionamento de centrais a carvão menos eficientes;
- Eliminação gradual de subsídios ineficientes a combustíveis fósseis para usuários finais;
- Reduzir as emissões de metano da produção de petróleo e gás.

Uma implementação universal dessas medidas resultaria num custo líquido nulo para os países, mas o progresso desde 2015 tem ficado abaixo do esperado e as emissões globais de CO₂ aumentaram em 2017. Da Figura 2.11, a eficiência energética e reforma de subsídios a combustíveis fósseis são as medidas com maior peso, entretanto têm desacelerado nos últimos anos. A geração de eletricidade a partir de centrais a carvão tem diminuído em média 2% desde 2015, mais ainda contribui com 17% da produção elétrica e continua sendo uma tecnologia prevalente nas economias emergentes (principalmente na Ásia). Relativamente às emissões de metano, houve um aumento médio anual de 2% desde 2015, chegando a 79 megatoneladas em 2017. O aumento de investimentos nas renováveis é a medida com maior progresso rumo à tendência do SDS em função de aplicações de capital na tecnologia solar PV (USD 150 mil milhões em 2017), que compensou o declínio de investimento nas outras FER. Demais ações como o CCUS, mudança para combustíveis menos poluentes e continuação do uso do nuclear em países onde é permitido complementam a transição energética do NPS (IEA, 2018a).

Até 2040, os incrementos a partir das FER serão o dobro, em média, das adições de combustíveis fósseis no NPS, sendo responsável por metade da capacidade de geração elétrica em 2035. A tecnologia fotovoltaica será a mais difundida entre as renováveis em termos de capacidade instalada, ultrapassando a eólica no curto prazo, a hídrica até 2030 e também o

carvão antes de 2040 (embora a produção elétrica a partir da hídrica seja 60% maior do que da PV em 2040) (Figura 2.12). O aumento do gás natural deve-se: ao baixo custo de investimento inicial em novas centrais; à crescente disponibilidade deste recurso; e ao potencial de flexibilidade no sistema energético. Outro mecanismo de flexibilidade provém do aumento de 220 GW de armazenamento em baterias, apoiando a crescente integração das FER no *mix* energético e reduzindo a procura de nova capacidade térmica (IEA, 2018a).

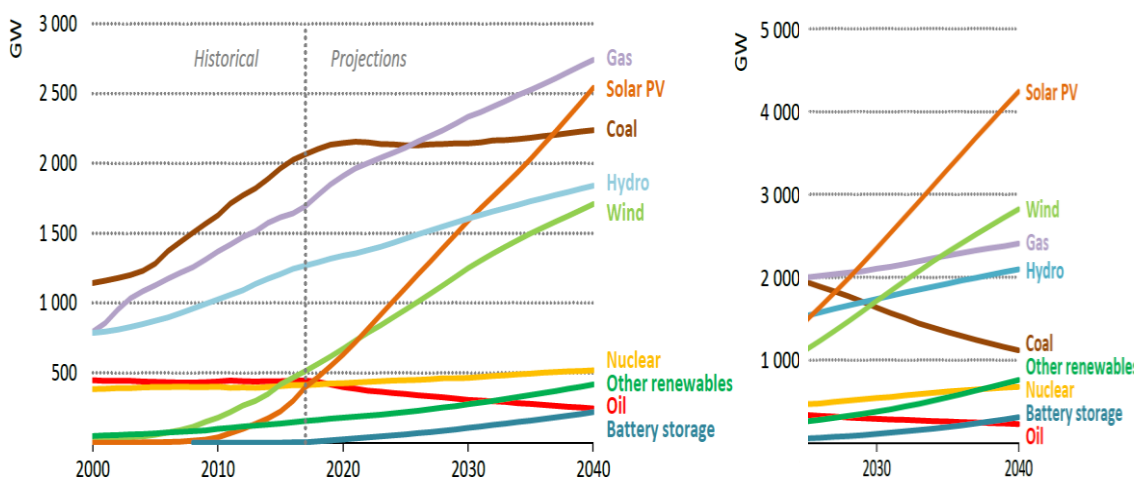


Figura 2.12 - Potência instalada global por fonte no *New Policies Scenario* à esquerda e *Sustainable Development Scenario* à direita (IEA, 2018a)

No *Sustainable Development Scenario*, a transição energética acelerada permite um domínio de 75% das tecnologias de baixo carbono na matriz energética mundial (Figura 2.12). O solar PV ultrapassa o gás natural em 2030 e possui uma capacidade instalada de aproximadamente 4 200 GW em 2040 (incrementos anuais de 180 GW, em média), sendo 1 800 GW referente ao solar PV distribuído que satisfará cerca de 15% da demanda elétrica nos edifícios (aumento de nove vezes comparado com 2017) (IEA, 2018a).

A China e a Índia serão os principais países responsáveis pelo aumento de mais de 50% da capacidade do solar PV (ultrapassando o carvão em termos de competitividade) e 40% da capacidade eólica até 2040. Este padrão de expansão é semelhante no SDS, mas a potência instalada cresce de 6 960 GW em 2018 para 14 600 GW em 2040 (comparado com 12 500 GW no *New Policies Scenario*) (IEA, 2018a). Na UE, o peso das renováveis na produção de energia elétrica atinge 55% em 2030 e 63% em 2040, com a tecnologia eólica (sobretudo a eólica *offshore*) sendo a principal fonte de produção no NPS. O gás natural e a hídrica asseguram a flexibilidade do sistema em conjunto com as interligações transfronteiriças de energia, ao passo que o carvão e o petróleo têm menor expressão na geração de eletricidade. O solar PV, a sexta principal fonte atrás da eólica, gás natural, nuclear, hídrica e bioenergia, produzirá cerca de 300 TWh em 2040 (IEA, 2018a).

O LCOE do solar PV continuará decrescendo no NPS, maioritariamente pela redução dos custos da tecnologia e de capital, sendo que o custo nivelado de energia em 2040 será menor

do que 60 USD/MWh, na média. Países como a China e a Índia continuarão a ter os menores custos médios na tecnologia, enquanto os Estados Unidos, UE e Japão apresentarão custos acima da média. O montante de investimento na geração de eletricidade renovável deverá chegar a USD 280 mil milhões em 2040 (em 2017, a quantia total foi de USD 143 mil milhões), sendo que de todo o importe acumulado entre 2017 e 2040, mais de três quartos irá para o solar PV e a eólica e 15% para a bioenergia. No lado da procura, o investimento anual precisa ser na ordem de três vezes maior entre 2018 e 2040 do que foi em 2017, ultrapassando mais de USD 1 bilião no SDS. Este investimento cobriria necessidades de isolamento térmico e medidas de eficiência em prédios, assim como a eletrificação dos transportes (IEA, 2018a).

Em Portugal, o Roteiro para Neutralidade Carbónica apresentou diferentes cenários macroeconómicos alinhados com as narrativas comuns para Portugal até 2050, nomeadamente os cenários “Fora de Pista” (FP), “Pelotão” (PL) e “Camisola Amarela” (CA). A Figura 2.13 mostra a contribuição de cada cenário na redução dos GEE, tal que no cenário FP (representado pela linha cinzenta) apenas fixa-se um preço de 20 €/t para as emissões CELE (o qual não conduz à neutralidade), enquanto nos cenários PL e CA (representado a verde na figura) define-se a trajetória mais custo-eficaz na operação da descarbonização da economia. Segundo o roteiro, para cumprir o compromisso da neutralidade carbónica até 2050, serão necessários 911 G€, ou cerca de 30 G€ anuais, nos setores de transportes, edifícios, energia e indústria (MATE, 2019a; 2019b).

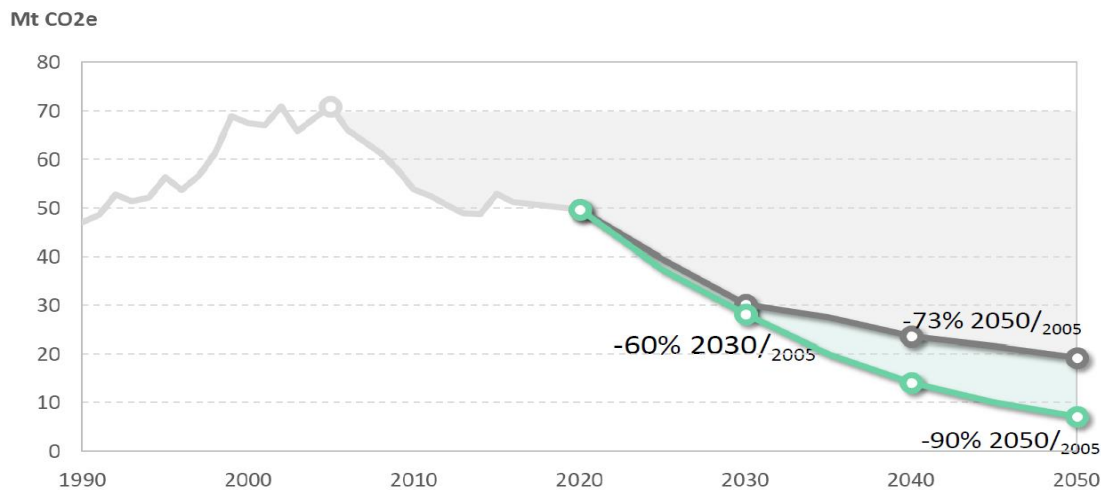


Figura 2.13 - Cenários de mitigação de GEE no RNC2050 (MATE, 2019b)

O cenário CA possui medidas mais ambiciosas e alinhadas com o SDS da IEA do que o cenário PL, inclusive com maior grau de digitalização (e.g. participação mais ativa dos consumidores no setor elétrico) e descentralização do sistema energético, principalmente com o solar PV. A transição no setor eletroprodutor conta com o encerramento das centrais a carvão até 2029 ao passo que o solar afirma-se com maior evidência até 2030 (8,1-9,9 GW), quando as FER alcançarem entre 26,6 e 28,6 GW (Figura 2.14). Entre 2030 e 2040, as baterias começam a surgir com maior expressão como solução de armazenamento, sobretudo associadas ao solar

descentralizado que assume papel mais dominante no cenário CA. A manutenção de alguma capacidade a gás natural até 2040 garante a segurança de abastecimento, em conjunto com as interligações com a rede elétrica da UE, até ser efetuada a transição para um sistema elétrico de base renovável com tecnologias de armazenamento integradas – estimativa de 12% de capacidade com baterias e hídrica com bombagem em 2050 (PNEC, 2018; MATE, 2019b).

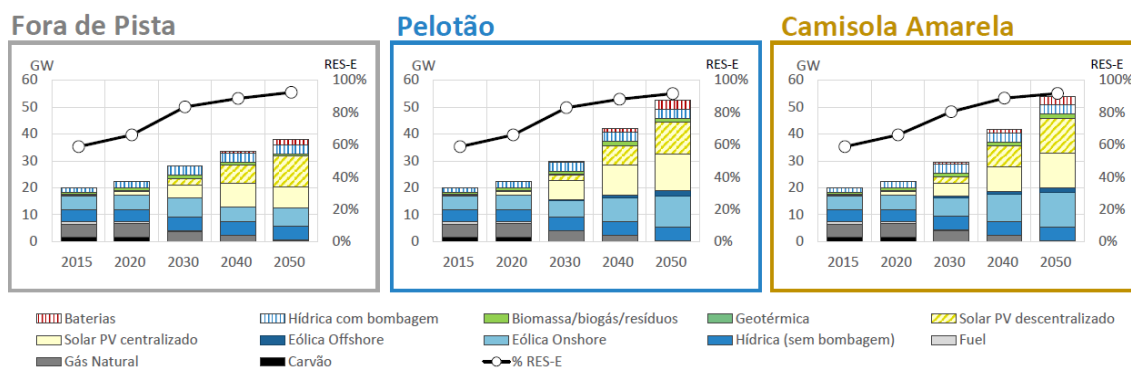


Figura 2.14 - Capacidade instalada dos cenários no RNC2050 (MATE, 2019b)

Nota: RES-E: eletricidade a partir das FER.

A previsão é que a eletricidade na energia final consumida cresça de 26% a 67% no cenário CA até 2050, em virtude da eletrificação dos setores (e.g. mobilidade elétrica nos transportes, robotização na indústria, maior conforto térmico com bombas de calor elétricas nos edifícios), e da geração de energia elétrica que não partirá somente dos grandes *players* nacionais, mas das famílias e outros pequenos produtores que representarão mais de 20% da produção através do solar PV descentralizado. Neste período, a menor quantidade de combustíveis fósseis importados implicam uma redução significativa da dependência energética (valor abaixo de 20%) (MATE, 2019a; 2019b).

Relativamente aos custos do solar, o investimento necessário para instalar um sistema PV no telhado de uma residência deve reduzir de 1 600-1 700 €/kW atualmente para menos de 1 400 €/kW em 2030 e abaixo de 1 300 €/kW em 2050, com um custo fixo de O&M na faixa de 31 €/kW por ano. Para um empreendimento centralizando usando a tecnologia PV, o custo deve reduzir de um pouco mais de 1 000 €/kW para aproximadamente 700 €/kW até 2050, sendo o custo fixo anual de O&M próximo de 24 €/kW. Com a redução dos custos desta tecnologia renovável, estima-se que a potência instalada no cenário CA do solar PV será de 13 GW tanto para o centralizado como para o descentralizado até 2050 (MATE, 2019b).

Um dos principais motores da transição energética na UE é a tecnologia solar que empodera consumidores (e.g. residências, hospitais, pequenas e médias empresas (PME), etc.) com eletricidade local, mais limpa e barata. Além de apoiar negócios locais e áreas rurais, instalações de pequeno porte (menor que 500 kW) geram três vezes mais empregos do que sistemas centralizados – até 2021, o solar PV deve gerar mais do que 150 000 empregos na UE. Mercados mais estáveis para reduzir os custos de capital, além de uma figura de agregador e serviços de armazenamento, criariam condições para integrar pequenos e grandes geradores de

energia elétrica para desenvolver um novo modelo de negócios do solar fotovoltaico e acelerar novas tendências (Tabela 2.3). Exemplos de instalações com solar PV e armazenamento podem ser encontrados no Reino Unido, onde o primeiro sistema centralizado deste foi instalado sem subsídios, e na Alemanha, onde 50% de todas as instalações PV residenciais em 2016-2017 foram acopladas com baterias (Schmela, et al., 2018).

Apesar do avanço da tecnologia dos módulos PV na redução dos custos totais de um sistema solar, os painéis ainda contribuem com metade do custo da instalação. Mesmo com o domínio da tecnologia de silício (principal componente de um painel solar) policristalino no mercado, menores custos de manufatura têm sido alcançados com o processamento do silício monocristalino com maior rendimento (Schmela, et al., 2018).

O solar PV torna-se cada vez mais competitivo comparado com outras FER e combustíveis fósseis em função de desenhos mais sofisticados e inovações na construção dos módulos. Com a digitalização de inversores (o centro de controlo de um sistema PV), possibilidade de armazenamento e diminuição dos custos de O&M, a tecnologia solar tem um potencial de crescimento relevante no mercado descentralizado, designadamente nos telhados de casas e edifícios em cidades gradativamente mais inteligentes (Schmela, et al., 2018).

Um melhor aproveitamento do solar PV distribuído procederia da digitalização do setor energético através da implementação de redes e contadores inteligentes, uma vez que permitem uma monitorização automática dos fluxos de eletricidade, ajustando desvios no fornecimento e procura, e conferem mais autonomia aos consumidores que podem adaptar e otimizar o seu uso de energia no decorrer do dia. Esta digitalização deve gerar poupanças de USD 40 mil milhões em 2025, sendo metade derivada da utilização de contadores inteligentes (EDP, 2018).

O solar flutuante, quando os painéis solares são instalados em superfícies que geralmente já estão ocupadas por um aproveitamento hidráulico, e a energia solar PV integrada em edifícios (BIPV), através de fachadas e telhas solares (e.g. *Solar Roof* da Tesla), são algumas das aplicações de sistemas solares que têm angariado interesse (Schmela, et al., 2018). Em Portugal, por exemplo, inaugurou-se uma central PV flutuante com potência instalada de 220 kW na albufeira do Alto Rabagão em 2016 (pioneira na UE) (EDP, 2017b), e um grande incentivo para BIPV é a construção de edifícios com necessidades quase nulas de energia (NZEB) a partir de 2019 para edifícios públicos e 2021 para todos os restantes edifícios (IEA-PVPS, 2018; MATE, 2017).

A conversão do excedente das FER em calor ou hidrogénio é outra possibilidade para sistemas de armazenamento e solução de flexibilidade para redes com elevada proporção de fontes renováveis. Soluções *Power-to-X* permitem o armazenamento energético durante longos períodos de tempo (meses) e, no caso do hidrogénio, pode ser transportado em forma líquida para regiões com défice energético ou sem linhas de transmissão. O custo de soluções como *power-to-hydrogen* ainda são elevados por estar nos estágios iniciais de comercialização, mas economias de escala devem reduzir seu custo até 2030 (IRENA, 2019c).

Tabela 2.3 - Tendências que moldarão o setor de eletricidade a partir do solar nos próximos anos (adaptado de SolarPower Europe, 2018)

Tendência	Descrição	Desafios	Soluções
Mobilidade solar e armazenamento	Instalação de painéis solares em edifícios residenciais e comerciais aliados à infraestrutura para veículos elétricos (EV) com capacidade de troca de eletricidade com a rede via baterias inteligentes; superfícies de carros com células PV	Falta de regulamentação concreta (e.g. origem de eletricidade renovável), tecnologia ainda em desenvolvimento, aumento significativo da capacidade PV para acompanhar demanda dos EV	Desenvolvimento de EV com células PV flexíveis, ampliação de infraestrutura solar e armazenamento em conjunto com EV, criação de sistema que rastreia origem da eletricidade de carregamento
Sustentabilidade solar e pegada ecológica	Possível introdução de uma política de produto sustentável para o solar ao nível da UE, destacando desempenho ambiental de sistemas PV. Promoção da tecnologia solar PV como energia verde alinhada com a descarbonização do sistema elétrico da UE	Avaliação da necessidade de requisitos de desempenho ambiental para a energia solar (políticas da indústria solar), análise do efeito das baterias no desempenho ambiental de sistemas fotovoltaicos	Consciencialização dos impactos ambientais do solar PV, estrutura de mercado que aborda aspetos ambientais na fonte de geração, reciclagem de painéis e reuso de baterias recicladas
O&M solar	Melhores práticas e padronização da qualidade dos serviços de O&M frente ao envelhecimento de sistemas PV e necessidade de estender vida útil das instalações através da manutenção	Ausência de requisitos mínimos e padrões da indústria. Mercados desenvolvidos: pressão de preço. Mercados emergentes: falta de O&M qualificada	Disseminação de melhores práticas da indústria e um modelo de contrato de O&M global confiável, elaboração de diretrizes específicas para PV distribuído
Licitação corporativa das FER	Com um quadro regulatório adequado, os contratos de compra de energia (PPA) entre produtores independentes e empresas incentivam as FER através de leilões (pouca adesão na UE)	Ausência de regulamentação/padronização, barreiras de mercado para PME implementar PPA, rastreabilidade da energia renovável (garantia de origem)	Medidas de inclusão de PME, facilitar PPA de FER ao nível da UE, remoção de barreiras regulatórias, sistema de rastreamento e PPA mais flexíveis
Leilões (<i>tenders</i>) e a energia solar	Leilões permitem controlar crescimento ordenado do solar e reduzir o LCOE, podendo ser neutro ou específico por tecnologia (mais visibilidade). Em muitos países, substituiu tarifas <i>feed-in</i> (FiT) do solar	Leilões neutros não permitem visibilidade de planeamento, margem para leilões mal executados/controlados, projetos abaixo de 1 MW levam a custos indiretos maiores	Implementação de leilões de tecnologias específicas, somente projetos acima de 1 MW, revisão de critérios para melhor controle pré e pós-leilão
Tecnologia solar em países emergentes	Tecnologia-chave de baixo custo para transição energética de mercados emergentes (e.g. Índia) com ajuda de países desenvolvidos, melhorando o acesso a energia e compartilhando conhecimento em regiões onde o solar PV ainda é pouco explorado	Acesso a financiamentos para projetos, estabilidade política e interesse nas FER, uso adequado de fundos públicos, disponibilidade de informação e qualificação de fornecedores locais	Coordenação entre setor público e indústria, comunicação e simplificação de instrumentos de financiamento, abordagens adaptadas num contexto regional e cooperação internacional

2.2 Energia fotovoltaica descentralizada

2.2.1 Panorama geral

Entre os países da OCDE, e particularmente na UE, Portugal foi um dos poucos países com uma penetração PV inferior a 100 W/capita em 2017, enquanto países com menor irradiação solar apresentam uma capacidade instalada por habitante consideravelmente maior, como: Alemanha (514 W/capita); Bélgica (341 W/capita); e o Reino Unido (192 W/capita), entre outros (IEA, 2018b). Neste contexto, a Figura 2.15 demonstra o potencial PV dos países europeus, com destaque para Portugal com uma elevada irradiação solar global acima de 1 800 kWh/m² por ano para a maior parte do país (um dos mais elevados da UE) (Solargis, 2018).

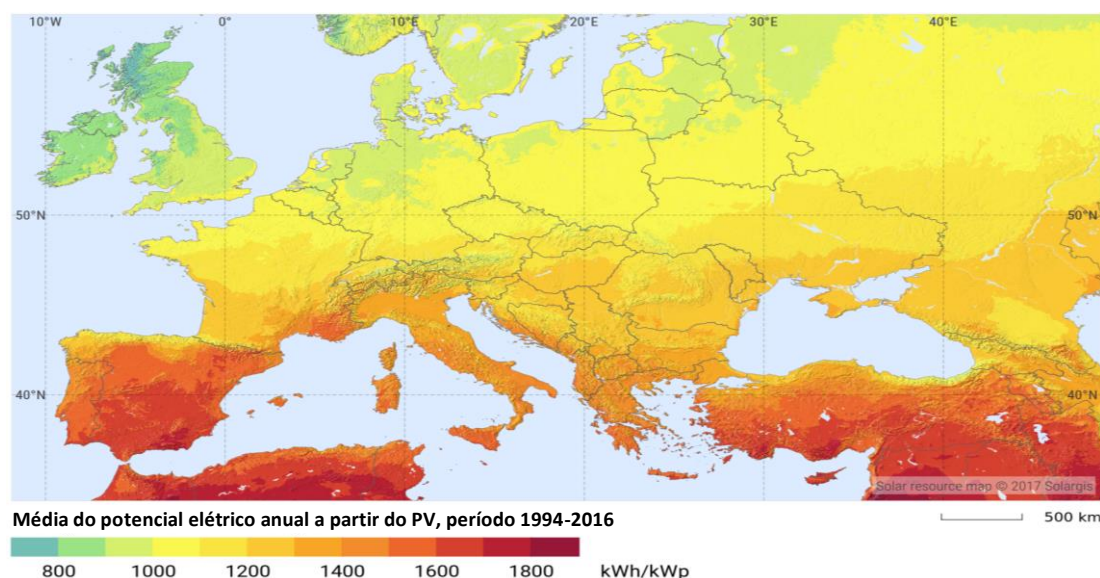


Figura 2.15 - Potencial elétrico da tecnologia PV na UE com base na radiação solar (Solargis, 2018)

Nota: Potencial elétrico considerando painéis solares virados a Sul e inclinação ótima; kWpico.

Com a instalação de centrais solares PV, aproveita-se as economias de escala para reduzir os custos de investimento e O&M, e a energia elétrica gerada pode ser comercializada no mercado grossista. Por outro lado, as instalações de telhado têm custos de capital mais elevados, mas permitem o consumo total ou parcial da eletricidade produzida localmente de modo que o valor está relacionado aos preços de retalho residencial ou industrial. Além disto, sistemas descentralizados promovem uma melhor correspondência geográfica entre a oferta e procura, um fator de crescente importância à medida que há uma progressiva eletrificação dos setores de aquecimento/arrefecimento e de transportes (Huld, et al., 2018).

Uma estimativa da trajetória do solar PV centralizado e distribuído foi apresentado no Plano Nacional Integrado Energia-Clima, que retrata as trajetórias estimadas por tecnologia

renovável até 2030. O contributo total efetivo do solar no setor da eletricidade deve alcançar 1,9 GW em 2020, entre 5,5 e 6,6 GW em 2025 e entre 8,1 e 9,9 GW em 2030 (PNEC, 2018). No cenário “Verde” da EDP – com um crescimento mais acelerado da geração distribuída e eletrificação do consumo, em 2030 o fotovoltaico centralizado atinge quase 4 GW e o distribuído 1,7 GW (EDP, 2017a). Na previsão do RNC2050, alcança-se até 2050 para o PV centralizado e descentralizado em torno de 12 a 13 GW de potência, respetivamente (MATE, 2019a). A Figura 2.16 evidencia a diversificação e complementaridade tecnológica da capacidade de geração renovável, ressaltando o papel central da energia solar na transição do setor eletroprodutor de acordo com a projeção do PNEC 2030 e enquadrado na estratégia do RNC2050.

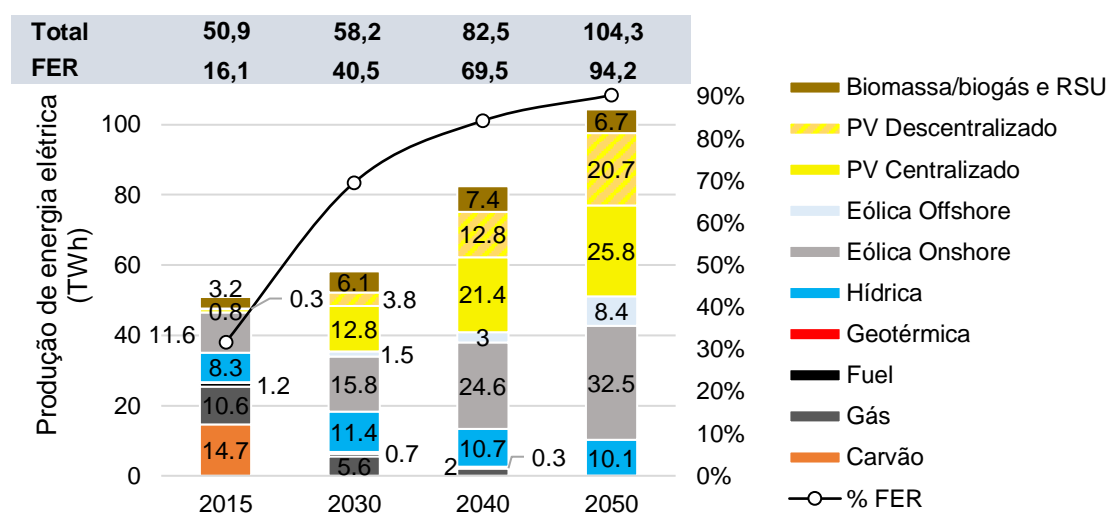


Figura 2.16 - Transição no setor eletroprodutor em Portugal até 2050 (adaptado de MATE, 2019a)

Nota: Gráfico baseado no cenário intermédio do RNC2050 (PL); hídrica não foi classificada como FER.

2.2.2 Potencial teórico da capacidade PV

Referente ao potencial do PV distribuído, o *Energy Technology Perspectives* (IEA, 2016b) calcula que o espaço disponível na cobertura dos edifícios nas áreas urbanas da UE ultrapassa 500 GW de solar fotovoltaico, utilizando uma métrica baseada na densidade populacional das regiões. Outra abordagem usada pelo *Joint Research Centre* (JRC) da Comissão Europeia é um mapeamento dos edifícios na UE, em conjunto com sistemas de informação geográfica do JRC, para estimar a área de cobertura adequada para painéis solares em zonas urbanas e rurais. A geração de possíveis cenários com a aplicação desta metodologia é relevante para a implementação das políticas da UE (Huld, et al., 2018):

- Em relação aos Estados-Membros, para planeamento a médio prazo (e.g. PNEC 2030);
- Em nível regional, para apoiar a utilização de fundos estruturais;
- Em nível urbano, para promover programas locais de descarbonização e ar limpo (e.g. Pacto de Autarcas, que envolve autarquias locais empenhadas no aumento da eficiência energética e na utilização das FER).

O cálculo da produção de energia dos sistemas PV foi efetuado com a ferramenta na *web* denominada PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*), que fornece informações relacionadas à radiação solar e uma estimativa da eletricidade gerada por instalações PV na UE. Por conseguinte, foi realizado um ajuste considerando a menor produtividade de sistemas PV de cobertura em comparação com sistemas de solo (e.g. efeito de sombreamento, inclinações) e assumido que o espaço necessário para instalar 1 kW de solar PV exige 7 m² para acomodar a estrutura e acessos para manutenção. A Tabela 2.4 mostra uma síntese dos resultados deste estudo para as regiões NUTS 2 (Nomenclatura das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos) de Portugal (Huld, et al., 2018).

Tabela 2.4 - Estimativa de área de cobertura disponível para painéis solares e potencial técnico de capacidade PV por regiões NUTS 2 em Portugal (adaptado de Huld, et al., 2018)

NUTS 2	Área de cobertura para painéis km²	Potencial PV MW
Norte	50 - 75	10 000 - 15 000
Centro	50 - 75	10 000 - 15 000
Área Metropolitana de Lisboa	20 - 35	5 000 - 10 000
Alentejo	< 20	5 000 - 10 000
Algarve	< 20	< 5 000
Total	160 - 225	35 000 - 55 000

A estimativa é que no âmbito da UE, se toda a área de cobertura adequada pudesse ser usada para geração a partir do solar PV, isto resultaria em mais de 1 500 TWh de eletricidade. Nesta situação, o objetivo da UE até 2030 de atingir a quota de 32% de FER no consumo energético seria alcançado só com o PV, mas num contexto de *mix* energético somente um quarto de toda a área disponível seria necessária para cumprir as metas comunitárias – no caso da Península Ibérica, entre 20% e 30% (Huld, et al., 2018). Outro estudo indica que em Portugal existe cerca de 170 km² de área de cobertura para instalar módulos solares com um potencial técnico de produção de 24,26 TWh por ano (Bódís, et al., 2019).

O parque edificado de Portugal possui uma área de aproximadamente 452 000 000 m² distribuídos pelos edifícios identificados na Tabela 2.5 (DGEG, 2014).

Tabela 2.5 - Caracterização do parque edificado de Portugal, 2014 (adaptado de DGEG, 2014)

Tipos de edifício	Área edificada	
	% da área	km²
Habituação	77,0	348,0
Comércio/Serviços	23,0	104,0
Comércio	6,4	28,8
Escritórios	5,9	26,8
Escolas	4,8	21,6
Hotéis e Restaurantes	3,0	13,4
Hospitais	1,6	7,2
Edifícios de desporto	0,9	4,1
Outros	0,5	2,1

Em 2017, o parque habitacional português foi estimado em cerca de 3,6 milhões de edifícios e 5,9 milhões de alojamentos, com maiores concentrações nas regiões Norte e Centro seguidas pela Área Metropolitana de Lisboa, Alentejo e Algarve (INE, 2018). Um estudo realizado em 2017, baseado em dados do Eurostat, projeta a capacidade técnica do solar PV a partir dos *prosumers* residenciais – isto é, consumidores que produzem eletricidade para autoconsumo ou injeção na rede. Em 2016, havia em Portugal quase 4,1 milhões de alojamentos privados (excluindo apartamentos e casas arrendadas), com uma área de cobertura estimada de 271 km². A pesquisa considera que somente 41% dos alojamentos portugueses seriam adequados para instalar módulos solares e, deste montante, apenas 40% da área de telhado seria efetivamente aproveitada. Com a premissa de que em 1 m² poderia ser instalado um sistema de 0,13 kW (i.e. 1 kW necessitaria de 7,69 m²), o potencial técnico do solar PV no setor residencial seria de aproximadamente 5,3 GW correspondentes a 2,24 milhões de *prosumers* (média de 2,37 kW por alojamento) (GfK Belgium Consortium, 2017). Este valor se assemelha à estimativa da EDP referente ao potencial de implementação do PV distribuído para autoconsumo em cerca de 2 milhões de moradias de primeira habitação (EDP, 2017a). A Figura 2.17 e a Tabela 2.6 mostram o padrão de aumento do solar PV residencial até 2030 segundo o estudo supracitado.

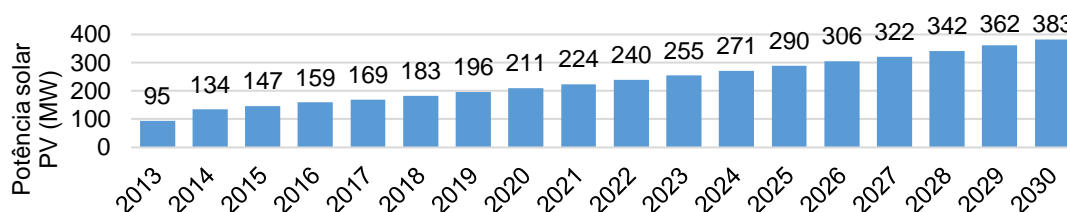


Figura 2.17 - Evolução da capacidade do solar PV residencial em Portugal, 2013-2030 (adaptado de GfK Belgium Consortium, 2017)

Tabela 2.6 - Crescimento da potência e dos *prosumers* do solar PV residencial em Portugal até 2030 (adaptado de GfK Belgium Consortium, 2017)

Setor residencial	2015	2020	2025	2030
Capacidade do solar PV (MW)	147	211	290	383
Parcela do potencial técnico do solar PV (%)	2,8	4,0	5,5	7,2
Nº de <i>prosumers</i> do solar PV (milhares)	62	88	121	160
Parcela de alojamentos que investem no PV (%)	1,5	2,2	3,0	3,9

Uma crescente adoção da tecnologia solar PV domiciliar resulta de políticas energéticas mais favoráveis, como: remuneração garantida (FiT); *net-metering* (remuneração do excedente ao preço das tarifas); e tarifas elétricas elevadas para o setor residencial. Com um alto nível de irradiação e expectativa de crescimento nos preços de eletricidade até 2030, Portugal é um dos países com menor período de retorno do investimento (PRI) para aplicações de capital no solar PV residencial na UE – estima-se uma redução do PRI médio de 10 anos em 2016 para cerca de 8 anos em 2030 (Figura 2.18) (GfK Belgium Consortium, 2017). Segundo a EDP, o período de retorno de sistemas PV residenciais situa-se, em média, entre 5 a 10 anos dependendo do perfil de consumo de cada cliente (EDP, 2019a).

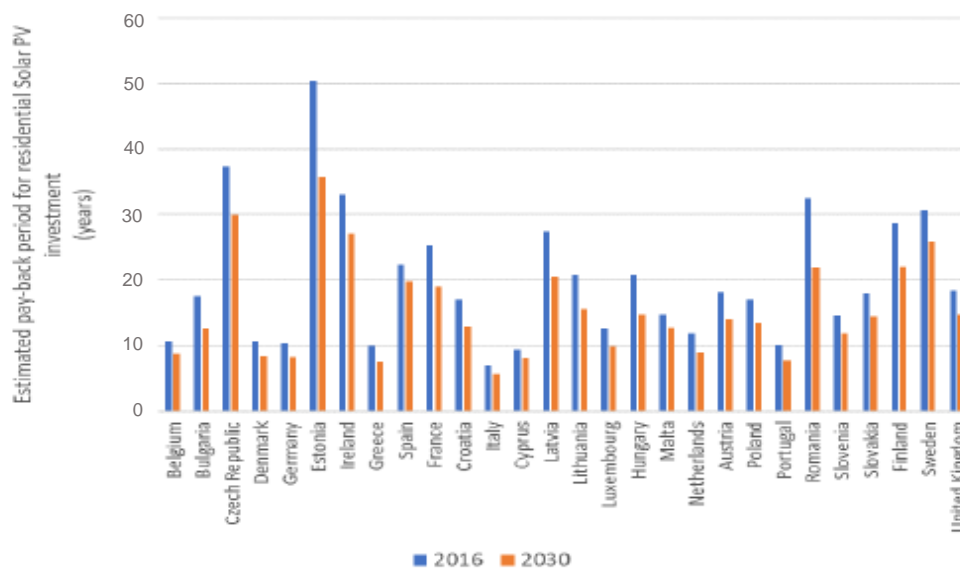


Figura 2.18 - PRI estimado de investimentos feitos em sistemas PV residenciais em 2016 e 2030 na UE (GfK Belgium Consortium, 2017)

No caso de Portugal, o valor da fatura energética pode ser reduzido entre 20% e 50%, na medida que os picos de consumo coincidem com os picos de geração de eletricidade a partir do solar PV, diminuindo a quantidade de eletricidade comprada da RESP (Eclareon GmbH, 2018). Para mostrar a competitividade da produção de eletricidade a partir da tecnologia PV, uma análise foi feita em países da UE relativamente ao LCOE de sistemas PV comparado com a parte variável da eletricidade do mercado retalhista em cada país (Figura 2.19). Foram pressupostos: um custo não subsidiado do sistema PV de 1 300 €/kWp mais impostos; sistema com vida útil de 20 anos; financiamento com 3% de juros a.a.; e custo de O&M de 2%/ano (Jäger-Waldau, 2018).

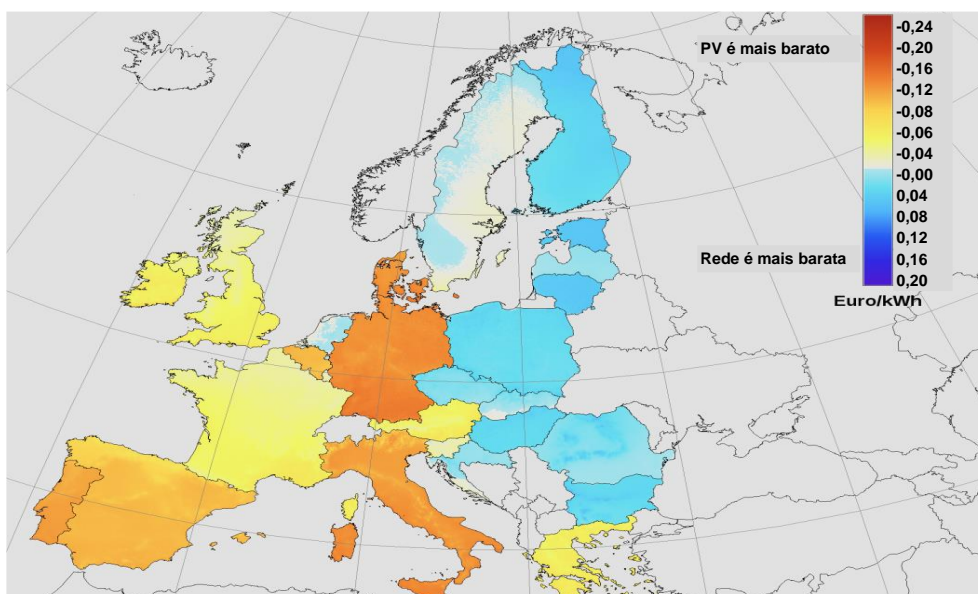


Figura 2.19 - Comparação do custo variável da eletricidade residencial com o custo de geração de eletricidade a partir de um sistema solar PV na UE (adaptado de Jäger-Waldau, 2018)

Na Europa, Portugal é um dos países cujo custo de geração elétrica a partir de sistemas PV descentralizados é notavelmente menor do que o custo variável da eletricidade adquirida à rede. Para um consumidor que possui uma instalação capaz de gerar a mesma quantidade de energia elétrica que é consumida em um ano, o consumo real será de aproximadamente 25% a 30% para residências – para edifícios comerciais, este consumo é maior em função da maior procura durante o dia. Medidas para aumentar a taxa de autoconsumo incluem: mudanças de comportamento; equipamentos inteligentes para consumir durante as horas de produção PV; e armazenamento de energia elétrica em baterias para usar à noite (Jäger-Waldau, 2018).

O excedente da eletricidade vendida à rede em Portugal é remunerado ao valor médio dos preços do OMIE deduzido de 10% que, na prática, representa cerca de 25% do montante que é poupado com autoconsumo. Outro modelo de negócio que deve ganhar impulso é a instalação de sistemas PV em apartamentos e condomínios para beneficiar os moradores, embora em Portugal ainda não haja, até a data de entrega desta dissertação, uma regulamentação específica em vigor para motivar esta exploração partilhada de UPAC (adaptado de EDP, 2019a).

Comparativamente, o LCOE do solar centralizado é inferior ao custo nivelado da geração descentralizada em função dos ganhos com o efeito de escala, mas o retorno dos investidores é superior se investirem no PV distribuído considerando a poupança da parte variável da tarifa de venda ao consumidor final (Figura 2.20). De acordo com a EDP, o modelo de legislação vigente em Portugal referente ao autoconsumo com compensação dos excedentes apresenta-se como a solução mais equilibrada e justa para o sistema. Na lógica de *net-metering*, por exemplo, os excedentes são remunerados à tarifa de venda a clientes finais, maximizando o benefício ao investidor e incentivando o sobredimensionamento dos sistemas PV (EDP, 2017a).

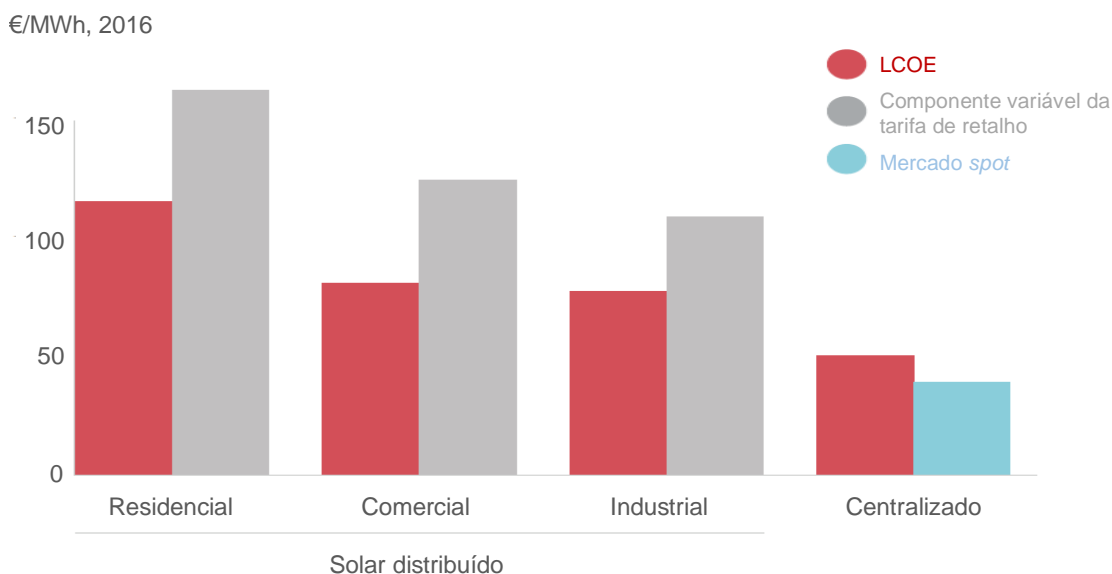


Figura 2.20 - LCOE do solar PV vs. receitas/poupanças por segmento em Portugal (EDP, 2017a)

Nota: mercado *spot*: mercado grossista. Custos assumidos (€/kW): 1 800 (Residencial), 1 270 (Comercial), 1 050 (Industrial); O&M: 15 €/kW para comercial e industrial; custo de capital nominal: 8%. 1 450 horas equivalentes de operação; tarifa simples residencial: <10.35 kVA (voltampere), tarifa comercial: BTE para “horas de cheio”, tarifa industrial: MT para “horas de cheio”.

2.3 Barreiras à implantação do PV descentralizado

2.3.1 Barreiras técnicas

Com a redução de custo e políticas energéticas impulsionando a adoção de tecnologias sustentáveis como a eólica e fotovoltaica, alguns desafios técnicos relacionados com a crescente integração de fontes renováveis na matriz energética manifestam-se, como mostra a Figura 2.21.

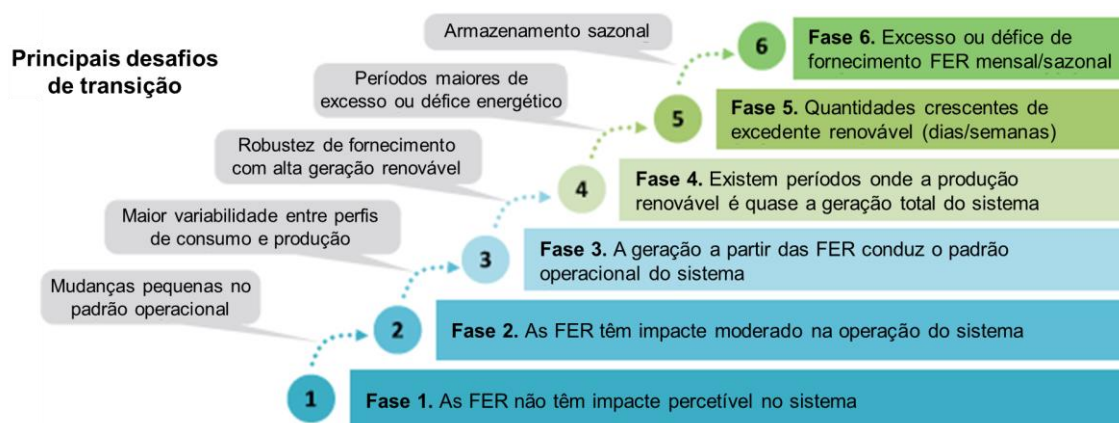


Figura 2.21 – Características e principais desafios da transição de diferentes fases de integração das FER (adaptado de IEA, 2018)

A Fase 1 da escala de integração das fontes de energias renováveis no sistema eletroprodutor não apresenta alterações notáveis, ao contrário da Fase 2 que requer algumas adaptações já que pode existir um deslastre (i.e. descompasso) entre os perfis de consumo e produção com uma proporção de 5-10% de renováveis no *mix* energético. Atualmente, a maioria dos países situam-se na Fase 1 (e.g.: Arábia Saudita, Coreia do Sul, Indonésia, Rússia, etc.) e Fase 2 (e.g.: Austrália, Brasil, Canadá, China, EUA, França, Índia, etc.) (IEA, 2018a).

A partir da Fase 3, as FER determinam os padrões de operação do sistema eletroprodutor com maior nível de incerteza e variabilidade (proporção de 10-20% no *mix*). Nesta situação, medidas de flexibilidade são vitais para manter o equilíbrio entre a oferta e procura como ocorre na Alemanha, Itália, Kyushu (subsistema no Japão) e no Reino Unido. Na Fase 4 (proporção acima de 20% até 50% no *mix*), as FER abastecem a maior parte da eletricidade durante períodos específicos, sendo necessárias opções técnicas avançadas para garantir a estabilidade do sistema. Esta condição afeta a abordagem operacional e regulatória do setor de energia do país como acontece na Dinamarca, Península Ibérica, Irlanda e sul da Austrália (IEA, 2018a).

A Fase 5 tem como característica a produção a partir das FER que frequentemente excede a procura energética (dias/semanas). Nalguns períodos, a demanda energética é plenamente suprida pelas FER e potenciais incrementos renováveis resultam num corte ou não aproveitamento da energia elétrica gerada por limitação do sistema elétrico (*curtailment*). Um aumento da flexibilidade através da eletrificação de outros setores como o de transportes e de

aquecimento e arrefecimento podem mitigar este problema. Por sua vez, a Fase 6 é definida pelo excedente ou déficit de fornecimento de FER em nível sazonal ou interanual. Necessita-se, portanto, de um meio de armazenamento sazonal e uso de combustíveis sintéticos ou hidrogénio para converter a eletricidade num meio químico que possa ser armazenado com custo-eficácia (IEA, 2018a).

Até 2030 muitas regiões precisarão de mais flexibilidade, principalmente as que entrarão na Fase 5 (proporção de renováveis entre 50% e 80%) como a Península Ibérica, Alemanha, Itália, Reino Unido e Irlanda e na Fase 6 como a Dinamarca (proporção de FER > 80%). Na Figura 2.22, ilustra-se quatro categorias de flexibilidade para equilibrar o sistema elétrico: medidas para flexibilizar a fonte de geração; medidas para flexibilizar a procura; aprimorar as redes de energia elétrica e sua operação; e implementar o armazenamento energético. Para seu correto funcionamento, estas medidas requerem estruturas regulatórias adequadas e uma correta configuração do mercado (IEA, 2018a).

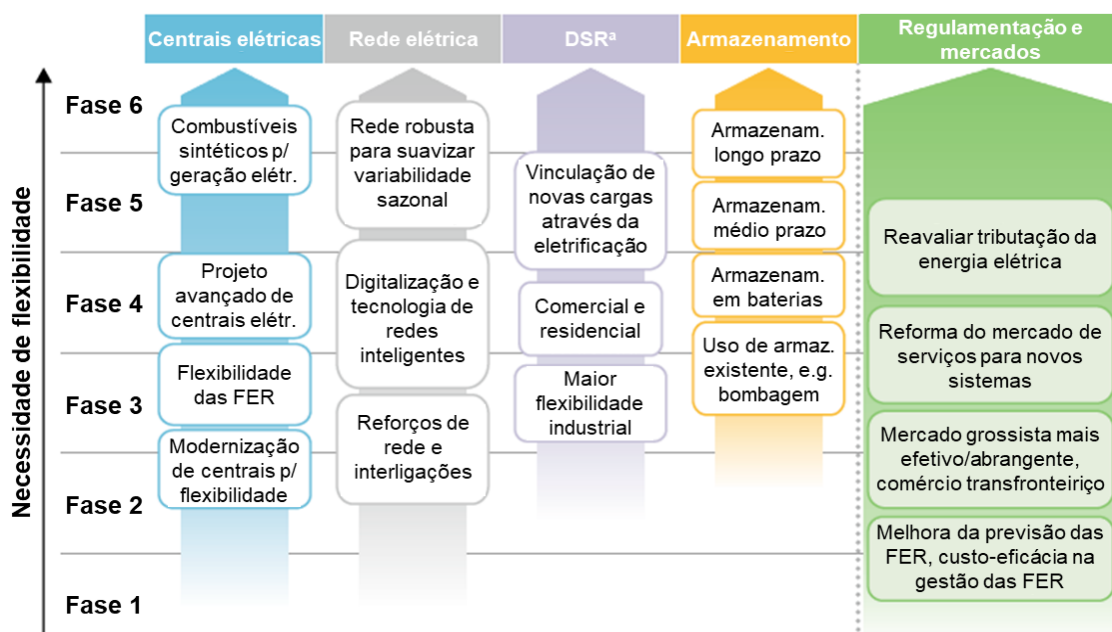


Figura 2.22 – Fontes de flexibilidade para gerir integração das FER (adaptado de IEA, 2018)

Nota: a. *Demand Side Response*: medidas no lado do cliente para deslocar ou interromper seu consumo.

As centrais eletroprodutoras geralmente têm sido as principais fontes de flexibilidade para atender às mudanças na procura. Quatro elementos definem a flexibilidade técnica de uma central: a velocidade de aumento ou diminuição da geração; até que ponto a produção pode ser reduzida e permanecer estável; a velocidade de arranque da central; e o tempo mínimo que a central precisa permanecer *online* após arranque e *offline* após paragem. A modernização das instalações pode atribuir grande flexibilidade às centrais, mas as mudanças operacionais podem afetar a eficiência de geração, durabilidade dos equipamentos e desempenho geral dos sistemas. Muitas centrais, *prosumers* e pontos de armazenamento distribuído podem ser integrados numa central virtual (*virtual power plant*) com tecnologias de digitalização, sendo

possível ligar uma rede de geração a diferentes mercados e serviços – na UE, as centrais virtuais (produção descentralizada, *Demand Side Response* e armazenamento) contabilizam quase 18 GW da flexibilidade disponível (IEA, 2018a).

A adoção de medidas de DSR tem sido limitada maioritariamente a consumidores industriais e comerciais, totalizando o equivalente a 40 GW ou 0,5% da capacidade global de geração de energia elétrica. Com uma infraestrutura de redes e contadores inteligentes, assim como sensores e sistemas de controlo, a digitalização incentivará a participação dos consumidores nos sistemas energéticos. Exemplos de locais com larga utilização de contadores inteligentes incluem China (cerca de 60% de todos os dispositivos no mercado), Canadá, Dinamarca, Finlândia, Itália, Noruega, Espanha e Suécia (IEA, 2018a).

No que ao armazenamento diz respeito, a localização desempenha um papel fundamental. A capacidade hídrica reversível, por exemplo, perfaz 160 GW ou 2% do potencial de geração mundial e 96% da capacidade de armazenamento energético, mas encontra-se limitada pelo posicionamento geográfico. As baterias com cerca de 3,3 GW têm crescido substancialmente, triplicando sua potência em menos de três anos. Deste valor, as baterias de iões de lítio representaram mais de 80% da capacidade eletroquímica total, sobretudo para a indústria de veículos elétricos. Entretanto, são soluções de curto prazo e, no caso das baterias de fluxo que são mais caras, médio prazo. Para períodos de armazenamento sazonal, o armazenamento de hidrogénio é uma possibilidade; entretanto, o processo de eletrólise para obter hidrogénio apresenta um custo elevado e baixa eficiência de conversão. Quase todo o hidrogénio produzido é proveniente de fontes fósseis, mas investimentos em eletrólise para aplicações renováveis como o solar fotovoltaico tenderá a diminuir o custo do processo e aumentar a flexibilidade (IEA, 2018; REN21, 2019).

Em 2018, a produção hídrica em Portugal foi de 13,6 TWh, sendo 1,2 TWh em bombagem (DGEG, 2019). Grande parte da bombagem é feita através da complementaridade hídrica-eólica, utilizando o excesso de produção eólica nas horas de vazio para bombear a água das albufeiras e posterior turbinamento nas horas de ponta (EDP, 2019b). Este sistema assegura boa flexibilidade para o sistema elétrico português, e ainda existe disponibilidade hídrica para haver uma potencial complementaridade hídrica-solar (adaptado de Mendes, 2017; MATE, 2019c).

O investimento na atualização das redes de energia elétrica pode contribuir de três formas com a flexibilidade: aliviar o congestionamento e aumentar a capacidade de transmissão de energia elétrica; interligação com outras redes permitindo acesso a diferentes fontes e recursos flexíveis; e investimento em redes inteligentes para fazer uma gestão mais eficiente dos fluxos de energia elétrica e facilitar a integração de recursos de energia distribuídos. Entre 2016 e 2017, o investimento nas redes de distribuição e transmissão totalizou USD 300 mil milhões e a capacidade de interconexões entre regiões atingiu 177 GW em 2017 – os maiores centros de interligação estão situados no Chile, UE e EUA (IEA, 2018a).

Para apoiar a integração das renováveis no *mix* de fontes de geração, diferentes políticas energéticas estimularam a flexibilidade do sistema elétrico no lado da oferta e procura. A

transição para um novo paradigma do setor eletroprodutor dar-se-á através da interconexão entre diferentes setores de consumo (*sector coupling*) e medidas como: uso das FER para carregamento de EV; melhora na previsibilidade das renováveis; abertura do mercado na UE para as energias renováveis; DSR e armazenamento energético; e promoção de tecnologias para garantir o nível de serviço da rede elétrica (REN21, 2019). Inovações no mercado fomentam as tendências de digitalização, descentralização e eletrificação, e criam um novo equilíbrio para o mercado de energia e serviços num contexto de crescente flexibilidade (IRENA, 2019c).

2.3.2 Barreiras regulatórias

No âmbito do autoconsumo da energia proveniente de sistemas PV, o Decreto-Lei n.º 153/2014 ainda em vigor em Portugal somente abrange o aproveitamento individual da energia fotovoltaica através das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), ou com a venda total da energia elétrica produzida com as Unidades de Pequena Produção (UPP). Para eventuais necessidades de partilhar sistemas PV, i.e. o autoconsumo coletivo, ou a criação de comunidades que podem transacionar a energia elétrica através de redes interiores – como ocorre na Alemanha, Espanha, EUA, França, Itália e mais alguns outros países no mundo, não existe um enquadramento legal em Portugal que abranja mais do que as áreas comuns num edifício ou redes fechadas/interiores (Eclareon GmbH, 2018; IEA, 2018b).

Em 27 de julho de 2019, foi aprovado no Conselho de Ministros o Diploma que encontrava-se em consulta pública até 9 de agosto de 2019, relativamente ao autoconsumo individual e coletivo a partir das FER e comunidades de energia renovável. Com isto, atualiza-se o regime jurídico que regulamenta o autoconsumo das renováveis e promove a utilização das FER, destacando-se os autoconsumidores do solar PV que são beneficiados com o novo quadro normativo que prevê a produção, consumo, armazenamento, partilha e venda de eletricidade dentro de uma área delimitada (num condomínio ou na vizinhança próxima) (MATE, 2019d).

2.3.3 Barreiras de mercado

Em dezembro de 2013, a Comissão Europeia impôs medidas financeiras aos painéis solares chineses como parte de sua legislação *anti-dumping*, tributando em 47,7% os painéis e células PV importados da China. Esta medida procedeu de uma investigação que verificou que algumas empresas chinesas vendiam módulos solares na Europa por um preço muito inferior à média do mercado e estavam recebendo subsídios ilegais (Comissão Europeia, 2013).

Em setembro de 2018, para conciliar o interesse de atingir os objetivos da UE até 2030 de incorporação das FER e permitir que empresas e consumidores tivessem acesso a painéis a preços competitivos, a Comissão Europeia retirou a imposição tributária e acordou com fabricantes chineses em preços mínimos de venda com uma redução progressiva (Blenkinsop, 2018). Foi observado que a indústria europeia não beneficiou com a contração da quota de mercado dos chineses – já que aumentaram-se as importações de países do sul asiático, e que

a anulação da restrição aumentaria a procura necessária para alcançar os objetivos da UE. Desde então, os custos de produção de células e módulos PV têm diminuído, embora num ritmo mais lento – um estudo estimou uma redução inicial de 15% nos custos de investimento total e adicionais decréscimos de 1,4% por ano (GfK Belgium Consortium, 2017; Malmström, 2018).

2.4 Mecanismos de promoção à tecnologia PV descentralizada

2.4.1 Regimes de apoio ao PV descentralizado

A evolução da produção a partir de sistemas PV tem sido apoiada pelo desdobramento de políticas de apoio que visaram reduzir a lacuna entre o custo do solar fotovoltaico e o preço da eletricidade de fontes convencionais de produção nos últimos dez anos. Diversos regimes para promover a tecnologia PV foram introduzidos (Tabela 2.7) para atender às especificidades de cada localidade num contexto de políticas e mercados energéticos em transição (IEA, 2018b).

Tabela 2.7 – Visão geral de regimes de apoio para sistemas fotovoltaicos numa seleção de países (adaptado de IEA, 2018b; REN21, 2019)

País	Subsídios diretos de capital	Incentivos fiscais	Feed-in-Tariff / Feed-in-Premium	Net-Metering / Net-Billing	Autoconsumo	Autoconsumo coletivo / virtual	RPS ^a / Certificados verdes	Requisitos edifícios sustentáveis	Incentivos BIPV	Incentivos para armazenamento en.	Incentivos para EV
Austrália											
Áustria											
Alemanha											
Bélgica											
Canadá											
China											
Dinamarca											
Finlândia											
EUA											
França											
Itália											
Japão											
Malásia											
Portugal											
Espanha											
Suécia											
Suíça											

Nota: ■ instrumento usado em 2017; ■ instrumento introduzido em 2017; ■ instrumento cancelado em 2017; a. Renewable Portfolio Standard.

Apesar de possuir baixo custo de manutenção e nenhum custo de combustível, as unidades de produção PV requerem um alto investimento inicial. Com isto, alguns países na UE, Japão e China, ao longo dos anos, incentivaram a adoção da tecnologia com a disponibilização de capital para os investidores ou através de leilões como aconteceu em 2017 em Espanha. Alguns sistemas isolados da rede elétrica podem beneficiar-se deste esquema de forma mais fácil do que com tarifas FiT, por exemplo. Créditos ou incentivos fiscais funcionam de forma semelhante ao reduzirem o investimento total despendido, e podem variar de acordo com a capacidade do sistema a ser instalada (IEA, 2018b). Em Portugal, destaca-se o Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos (PO SEUR), que estimula o desenvolvimento económico e sustentável em todo o território. Um de seus pilares estratégicos apoia a transição para uma economia com baixas emissões de carbono em todos os setores, sendo destinados 135 M€ em fundos para as fontes renováveis no âmbito da Estratégia Portugal 2020 (PO SEUR, 2019).

As *Feed-in-Tariffs*, por sua vez, valorizam a energia elétrica vendida à rede por um preço predefinido. É um instrumento que motiva a exportação da produção PV ao invés do autoconsumo, tendo sido adotado em países como Portugal, China, Japão, Alemanha e Itália (até 2013). Em 2017, representou mais de dois terços do mercado PV – incluindo os *Power Purchase Agreement* (PPA), que são um tipo de FiT entre empresas produtoras e consumidoras. Entretanto, novas medidas têm sido limitadas principalmente em países da UE em função da queda do preço dos sistemas PV e um *boom* da tecnologia no mercado em países como Espanha (2008), República Checa (2010), Alemanha e Itália (2011), e a China (2015 à 2017) (IEA, 2018b).

Dependendo da nação, as FiT podem variar por geografia (e.g. França em 2011) e até serem oferecidas por diferentes comercializadores para fidelização dos clientes. Estas tarifas bonificadas são um instrumento simples para desenvolver a adoção do PV descentralizado, mas requerem ajustes constantes para evitar um crescimento descontrolado do mercado – em 2017, a Malásia descontinuou o uso das FiT por um novo esquema de *Net-Metering* e autoconsumo (IEA, 2018b). Em Portugal, após o Decreto-Lei n.º 153/2014, os consumidores enquadrados no regime de autoconsumo (UPAC) não são beneficiados pelas FiT – a energia elétrica vendida é remunerada em 90% do preço de referência do Mercado Ibérico de Eletricidade. Somente as UPP podem usufruir do regime bonificado durante um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica à RESP (Decreto-Lei n.º 153/2014, 2014; IEA, 2016a).

Os leilões (*tendering*) são outra forma de conceder tarifas bonificadas com um teto financeiro indireto. Muitos países adotam este sistema altamente competitivo, onde lances mínimos por diferentes produtores tendem a diminuir o preço da eletricidade PV no mercado grossista, para além de reduzir suas margens de lucro. Os leilões podem ser segmentados por tipo de mercado (potências até 250 kW e centrais solares) como é feito em alguns países na UE (França e Alemanha, respetivamente) e América Latina (os mais visíveis sendo Peru, México e Brasil). Muitos lances têm levado os preços a patamares inferiores a 30 USD/MWh, e até 20 USD/MWh para países com maior irradiação. Em junho de 2019, o mínimo histórico foi

alcançado em um leilão de energia solar em Portugal ao vender lotes para produtores internacionais que se propuseram oferecer um preço de 14,8 €/MWh (desconto de 67% face ao preço-base da licitação), traduzindo-se em uma potencial redução na fatura de energia elétrica dos portugueses (IEA, 2018b; Exame Informática, 2019).

Os *Feed-in-Premium* (FiP) têm substituído as FiT em muitos países, sendo uma medida que paga um adicional, fixa ou variável, além do preço do mercado de eletricidade ao *prosumer*. No caso da Alemanha, o FiP permite uma remuneração um pouco maior do que as FiT, o que inclui uma gestão da tarifa *premium*. No Reino Unido, pratica-se os contratos por diferença que são um esquema de FiP que garantem uma remuneração constante ao cobrir a diferença entre a remuneração esperada e o preço de mercado da energia elétrica (IEA, 2018b).

O autoconsumo tradicional implica angariar receitas ao evitar o custo de importação de energia elétrica da rede, mas alguns impostos como os CIEG em Portugal podem diminuir o benefício do *prosumer* para compensar o custo de manutenção da RESP. Em alguns países, o excedente da eletricidade não é remunerado (Espanha e projeto piloto na Tailândia), portanto o autoconsumo total torna-se mais atrativo (IEA, 2018b).

Existem ainda alternativas inovadoras do autoconsumo que ampliam seu escopo de atuação, como o autoconsumo coletivo e o virtual. O autoconsumo coletivo possibilita a partilha de energia elétrica proveniente de uma fonte de geração entre vários consumidores, ao passo que o autoconsumo virtual trata de pontos de consumo e produção descentralizados, criando-se redes interiores de transação de energia elétrica a nível distrital ou regional. Alguns países na UE (e.g. Alemanha, Áustria, França, Holanda e Suíça) já têm políticas de autoconsumo virtual, incentivando a adoção da tecnologia PV e também do armazenamento virtual de energia elétrica. Em Portugal, esteve em consulta pública até início de agosto de 2019 o novo regime de autoconsumo individual e coletivo a partir das FER e as comunidades de energia renovável (CER), regulamentando novas formas de autoconsumo mais abrangentes e distribuídos em linha com a estratégia energética e ambiental do país (IEA, 2018b; MATE, 2019c).

A remuneração do excedente de energia elétrica exportada à rede ao preço da tarifa de energia elétrica denomina-se *net-metering* (utilizado em países como Bélgica, Dinamarca, EUA e Holanda). A compensação deste mecanismo pode ocorrer durante um longo período de tempo, variando de meses até anos e podendo servir como uma espécie de armazenamento de energia elétrica utilizando a rede de distribuição. Outro mecanismo semelhante é o *net-billing*, que é utilizado na Itália (*Scambio Sul Posto*) e atribui preços distintos à energia elétrica consumida e à injetada à rede. Em comunidades solares onde vários *prosumers* compartilham um sistema PV, comercializadores de energia elétrica também podem oferecer serviços de *net-metering* virtual como acontece em muitos estados dos EUA (principalmente na Califórnia) e também no Brasil (IEA, 2018b; SolarPower Europe, 2018).

A abordagem regulatória do RPS, também conhecido como *Renewable Electricity Standard* (EUA) ou *Renewables Obligation* (Reino Unido), promove o desenvolvimento das FER ao impor quotas mínimas de energias renováveis a todos os produtores que podem adquirir *Renewable*

Energy Certificates (REC). Os certificados verdes (REC), geralmente exigidos por um órgão regulador, são certificados obtidos por produtores ao gerar a eletricidade verde própria ou ao comprá-los no mercado. Isto assegura uma remuneração variável aos produtores que investem na geração renovável e promove as tecnologias limpas, com variações de REC em regiões dos EUA, Coreia do Sul e na UE com os objetivos 20-20-20 (IEA, 2018b).

O setor da construção civil é essencial para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica, já que uma parcela significativa dos sistemas PV é instalada em edifícios (mais de 35% em 2017). Novas regulamentações para edifícios sustentáveis (principalmente no ramo residencial e comercial) aumentam a competitividade de fontes de geração descentralizada como o solar PV, com destaque para o *Energy Performance in Buildings Directive* (EPBD). Nesta diretiva, estabelece-se que a partir de 2020 deverão ser construídos edifícios de necessidades quase nulas de energia (NZEB) e também edifícios com saldo energético positivo (*Positive Energy Buildings*). Em Portugal, o terceiro PNAEE (2017-2020) prevê a construção de edifícios NZEB a partir de 2019, e em outros países (Coreia do Sul, Bélgica, Dinamarca e Espanha), há mecanismos que incentivam a utilização de renováveis e o solar PV para reduzir a pegada de carbono dos prédios em conjunto com algumas medidas arquitetónicas para favorecer BIPV – incluindo, por extensão, pontos de carregamento para EV (MATE, 2017; IEA, 2018b).

Referente ao armazenamento de energia elétrica, a tecnologia ainda não é competitiva o suficiente sem ajuda financeira. Em 2017, alguns países que forneceram algum tipo de subsídio ou apoio voltado a consumidores domésticos e comunitários foram a Alemanha, Espanha, Suécia, Canadá e Japão. Projetos de maior dimensão (centrais de armazenamento e pontos de armazenamento distribuídos) foram sustentados em projetos nos EUA e França, visando sobretudo apoiar a rede de distribuição (IEA, 2018b).

2.4.2 Solar PV com armazenamento

O armazenamento de energia elétrica é um vetor indispensável para a transformação do setor eletroprodutor centrado em combustíveis fósseis para fontes renováveis. As FER, entretanto, podem apresentar elevada variação que prejudica a disponibilidade de energia elétrica e afeta a estabilidade da rede. Para fazer uso efetivo destes recursos limpos, recorre-se à flexibilidade que as fontes de armazenamento proporcionam na medida que aprimoram a fiabilidade da rede elétrica, a qualidade da energia e a rentabilidade de investimentos de infraestrutura. Dentre as várias tecnologias de armazenamento de energia, lista-se alguns exemplos (De la Rubia, et al., 2015):

- Térmica: sistemas de calor latente (*phase change material* - PCM) ou sensível (energia solar termodinâmica com águas quentes ou sais fundidos);
- Elétrica: bobinas supercondutoras, supercondensadores;
- Mecânica: sistemas de ar comprimido, volantes de inércia (*flywheels*), barragens com bombagem;

- Eletroquímica: baterias de fluxo, íões de lítio, chumbo-ácido;
- Química: gás natural sintético, células de hidrogénio.

O custo-eficácia do armazenamento de energia elétrica é um dos principais obstáculos para superar a geração variável das FER. No caso das baterias, existe a vantagem de serem instaladas de forma modular e distribuída, sendo ideais para complementarem sistemas PV descentralizados (Comello & Reichelstein, 2019). Para aplicações de baixa potência (até 1 kW), as baterias de chumbo-ácido e íões de lítio são as mais adequadas já que os outros sistemas de armazenamento não são normalmente desenhados para estas faixas de potência. Especificamente, as baterias de chumbo-ácido são as mais comuns nestas aplicações por sua disponibilidade, baixo preço e tempo de mercado (IRENA, 2017).

No caso das UPAC (tipicamente residencial e comercial) entre 2 kW e 200 kW, uma gama maior de baterias pode ser utilizada (e.g. baterias de fluxo e de alta temperatura), mas há um predomínio das baterias de chumbo-ácido e de íões de lítio. Embora as baterias de chumbo-ácido sejam apropriadas nesta utilização, elas têm sido preteridas pelas baterias de íões de lítio que dispõem de maior durabilidade, instalação flexível (e.g. fixa na parede), maior eficiência operacional e menor custo total de propriedade (IRENA, 2017).

Relativamente aos tipos de bateria de íões de lítio e chumbo-ácido, o melhor custo-benefício e disponibilidade no mercado nacional são as baterias de fosfato de lítio-ferro (LFP) e baterias VRLA (*valve-regulated lead-acid*) ou gel. Ambas são recarregáveis, seguras e têm baixo custo de manutenção, mas a bateria de LFP tem uma densidade energética maior (600 Wh/L contra 100 Wh/L, em média) e um número total de ciclos (carregamento e descarregamento) superior (3 000 ciclos contra 1 000 ciclos, em média). A vantagem das baterias de gel está no seu preço de aquisição mais acessível, registando um mínimo de 105 USD/kWh em 2016 e previsão de 50 USD/kWh em 2030. Para as baterias de LFP, o mínimo em 2016 foi 200 USD/kWh e há expectativa deste preço cair substancialmente até 2030 (Figura 2.23) (IRENA, 2017).

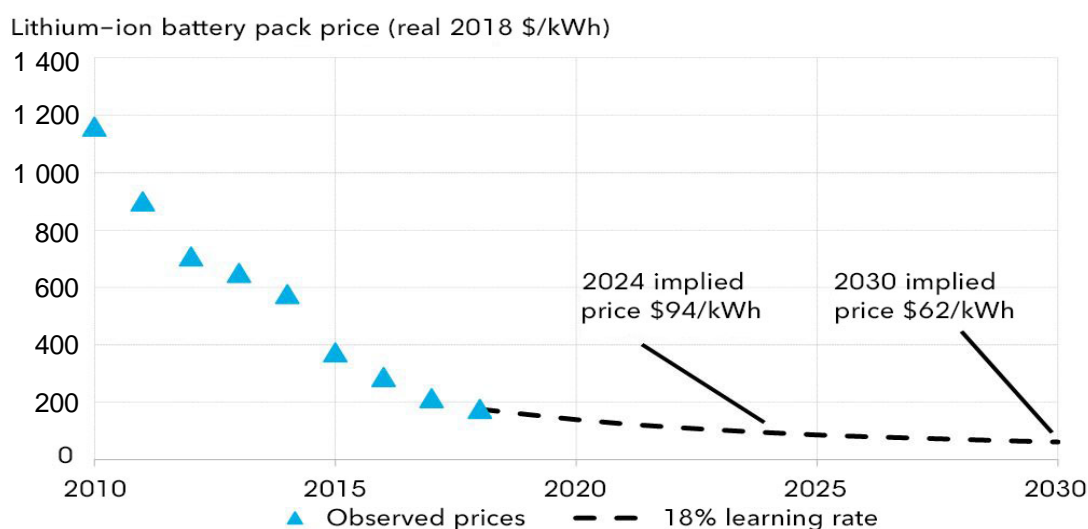
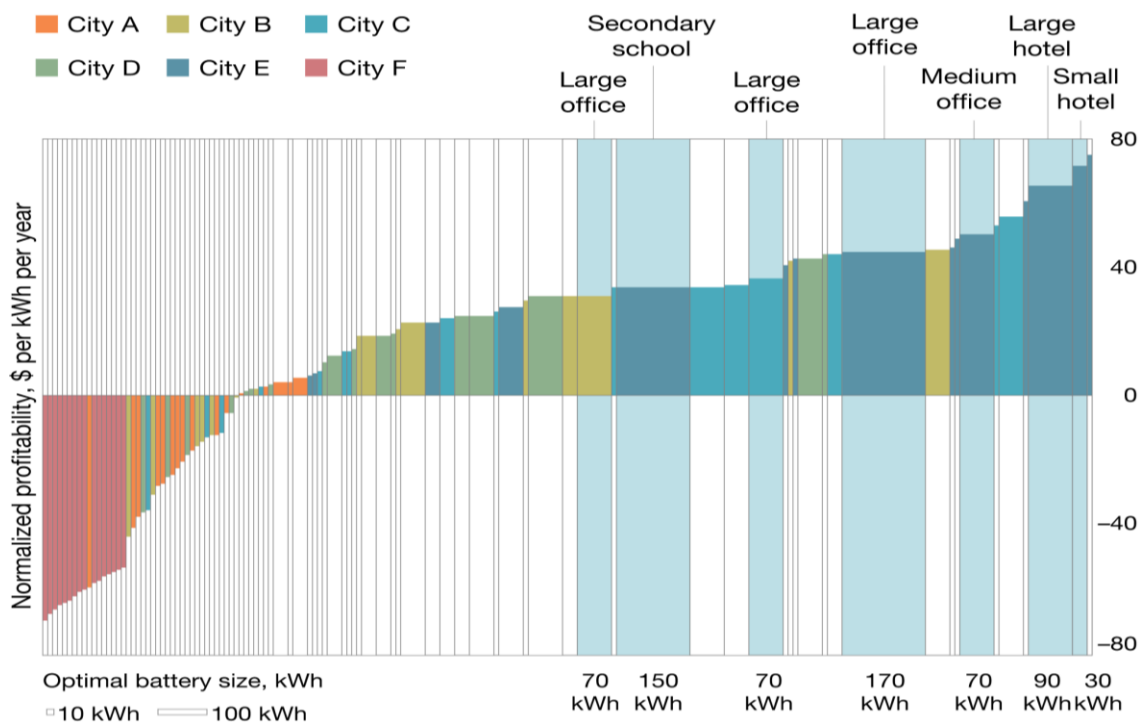


Figura 2.23 – Projeção do preço das baterias de íões de lítio (Goldie-Scot, 2019)

Nota: *Learning rate* - redução de 18% no preço cada vez que o volume de baterias dobra.

Um artigo da McKinsey em 2016 mostrou que na América do Norte, consumidores que planejam adquirir uma bateria de íões de lítio em 2020 podem reduzir o ponto de *break-even* (ponto onde o custo total iguala a receita total) do investimento em armazenamento pela metade com a redução no preço das mesmas e os custos evitados ao não importar energia da rede (D'Aprile, et al., 2016). A Figura 2.24 mostra uma análise relacionando o tipo de consumidor em diferentes cidades com a rentabilidade de diferentes capacidades de baterias de íões de lítio, tal que a capacidade ótima média para edifícios rentáveis foi de 31 kWh.



Em determinadas aplicações de sistemas PV com armazenamento no setor residencial, as baterias de chumbo-ácido fazem mais sentido económico do que a alternativa de íões de lítio. Para aplicações de larga escala onde mantém-se o fornecimento de energia elétrica na ausência de uma fonte de geração variável (*capacity firming*), como turbinas eólicas ou centrais solares, baterias de fluxo podem ser mais atrativas financeiramente do que de íões de lítio (D'Aprile, et al., 2016).

O uso de sistemas de armazenamento eletroquímico pode ser utilizado para aumentar o autoconsumo e promover a geração descentralizada, diminuindo-se do valor total pago pela tarifa elétrica com menos energia solicitada à rede. Mas para muitas instalações, o acoplamento de um banco de baterias ainda não é economicamente rentável, embora o interesse em consumir energia elétrica de fontes verdes tem incentivado o investimento em sistemas de armazenamento de pequena escala. Os exemplos mais relevantes são o mercado residencial na Alemanha e sistemas de distribuição na Austrália, Itália e Estados Unidos (Califórnia) (IRENA, 2017).

2.4.3 Interconexões elétricas na Península Ibérica

A perspectiva de aumentar as interligações entre Portugal e Espanha permite às Administrações Portuguesa e Espanhola alcançarem um aumento dos fluxos transfronteiriços e desenvolvimentos internos das redes no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade, tendo em conta as evoluções estimadas de oferta e procura em ambos países. Até 2030, prevê-se um potencial de interconexão Portugal-Espanha de 3,2 à 3,5 GW, e no sentido inverso entre 3,6 e 4,2 GW, sendo necessários reforços na estrutura das redes para a concretização destes potenciais. Com reforços ainda não identificados, estima-se que até 2040 a capacidade comercial de interligação entre os dois países pode ultrapassar 8 GW (PNEC, 2018).

Com uma participação mais ativa no mercado interno de energia no âmbito da União Europeia, propicia-se uma maior integração das energias renováveis num horizonte onde a Península Ibérica faria um intercâmbio de energia elétrica com a UE através de interligações com a França (Figura 2.25) – projeta-se uma capacidade de 8 GW até 2020. Existe ainda a possibilidade de concretizar-se a interligação Portugal-Marrocos até 2030, contribuindo com um adicional de 1 GW. Para além dos objetivos de garantir uma energia sustentável, segura e competitiva para a UE, as ligações transfronteiriças são essenciais para atingir a meta de 10% e 15% de capacidade de transmissão elétrica na Europa através das interconexões até 2020 e 2030, respetivamente (Comissão Europeia, 2015; PNEC, 2018).



Figura 2.25 - Infraestrutura de transmissão de energia elétrica existente (linhas cinzentas) e projetada até 2030 (linhas azuis) na Península Ibérica (Comissão Europeia, 2019)

2.5 Decisões para implementar a tecnologia PV

Existe um número de variáveis-chave que um investidor precisa considerar ao avaliar a atratividade do solar PV distribuído: o preço das tarifas de energia elétrica; o custo total da instalação PV; a quantidade de geração consumida localmente; a remuneração da produção excedente; e a disponibilidade de incentivos financeiros (IEA, 2018a).

Os proprietários de UPAC podem consumir entre uma baixa percentagem e acima de 50% da energia elétrica gerada dependendo de seu diagrama de carga e a potência instalada da unidade de produção. Em função disto, é relevante para investidores em nível comunitário, comercial e residencial conhecerem o regime remuneratório da energia vendida à rede, para além dos elementos técnico-económicos abordados nos subcapítulos 3.3.2 e 3.3.3. Em Portugal, sabe-se que a energia elétrica exportada é remunerada em 90% do preço médio do mercado, mas há países que não pagam pela injeção na rede (Espanha) ou pagam o valor da tarifa (*net-metering*), e outros que têm tarifas FiT maiores ou menores do que os preços tarifários (China e Alemanha, respetivamente) (IEA, 2018a).

De forma holística, a Figura 2.26 resume os principais fatores que podem ser ponderados ao avaliar um investimento de um sistema PV na perspetiva política, económica e técnica. Os fatores políticos estão relacionados direta ou indiretamente à expansão da geração de energia PV. Os fatores económicos abordam os custos, riscos e fluxos financeiros de uma UPAC, ao passo que os fatores técnicos remetem às características técnicas em termos da operação do sistema PV (Kim, et al., 2019).

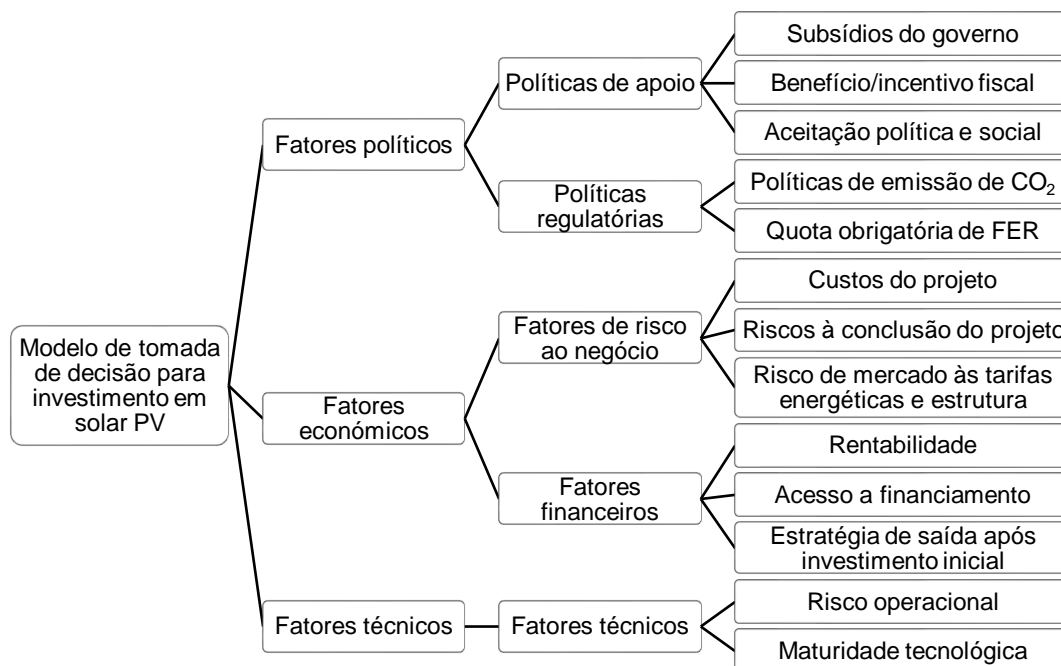


Figura 2.26 - Hierarquia de elementos a considerar na tomada de decisão para investir na tecnologia solar PV (adaptado de Kim, et al., 2019)

As políticas de apoio promovem a divulgação da tecnologia fotovoltaica por meio de subsídios (e.g. tarifas FiT), fundos ou incentivos fiscais específicos para o solar PV, e medidas para facilitar a adoção desta FER. As políticas regulatórias aplicam decretos-lei, limites de emissões/imposto sobre carbono e quotas obrigatórias de energia renovável, visando o cumprimento de metas nacionais e internacionais (e.g. Acordo de Paris) (Kim, et al., 2019).

Os fatores de risco ao negócio englobam os custos fixos e variáveis que influencia a viabilidade económica do projeto, sua monitorização relativo a atrasos e custos imprevistos, e as flutuações do mercado como o preço da energia elétrica, instabilidade política e questões contratuais. Os fatores financeiros contemplam indicadores como o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), e elementos ligados ao risco do projeto, designadamente: taxa de atualização; juro cobrado em financiamentos; e a possibilidade de abortar ou vender o projeto após o investimento inicial (maior atratividade na adoção de empreendimentos PV no mercado) (Kim, et al., 2019).

Por fim, os fatores técnicos envolvem questões de instalação e operação de sistemas PV, dependendo de condições naturais como a irradiação e integridade operacional dos painéis para a produção de energia elétrica. Além destes riscos técnicos que podem afetar os lucros esperados, a maturidade da tecnologia é outro aspeto importante, conduzindo a custos de instalação e riscos operacionais menores consoante o tempo de mercado que a mesma apresenta (Kim, et al., 2019).

Num inquérito feito com 74 pessoas incluindo investidores financeiros, pesquisadores e produtores de energia, cerca de 72% atribuiu maior importância a fatores económicos (em especial a rentabilidade e custos do projeto), 16% destacou fatores políticos (nomeadamente subsídios do governo e quotas obrigatórias de FER) e 12% para fatores técnicos (particularmente os riscos operacionais). Por conseguinte, infere-se que existem diferentes perceções no peso conferido a cada elemento dependendo se o investidor tenciona instalar um sistema centralizado ou descentralizado, para além de diferenças de tipologia e setor da economia/indústria (Kim, et al., 2019).

3 Metodologia

3.1 Abordagem geral

A contextualização do solar PV na revisão bibliográfica permitiu elencar diferentes perspetivas de penetração da tecnologia no mercado, com destaque para o PV descentralizado como um dos principais motores da transição energética em Portugal na projeção do Roteiro para Neutralidade Carbónica 2050. Para quantificar o potencial técnico-económico que o solar PV possui na conjuntura nacional, elegeram-se as seguintes abordagens:

- Levantamento da capacidade técnica do PV descentralizado em Portugal, com base em duas metodologias distintas da IEA e uma previsão da área de cobertura necessária para acomodar os sistemas PV;
- Estudo de viabilidade económica da implantação de uma UPAC em diferentes tipologias de *prosumer* em Portugal, nomeadamente no setor residencial, comercial e industrial.

A primeira abordagem recorre à referência *Potential for Building Integrated Photovoltaics* (IEA, 2002), que estabelece um método de cálculo para estimar a capacidade de produção PV em prédios a partir de informações do parque edificado e fatores estimados pela Agência Internacional de Energia. Uma outra metodologia publicada no *Energy Technology Perspectives* (IEA, 2016b), exprime uma correlação entre a densidade populacional e a área de cobertura solar disponível, com dados de aproximadamente 1 600 cidades. Em seguida, com dados de irradiação (em Wh/m²) e parâmetros operacionais médios de um sistema PV, efetua-se o cálculo da potência e geração de energia elétrica teórica proveniente do recurso solar. Por meio de ambas metodologias, avalia-se o potencial das cinco regiões em Portugal: Norte; Centro; Área Metropolitana de Lisboa (A. M. Lisboa); Alentejo; e Algarve.

A segunda abordagem está fundamentada no dimensionamento de instalações PV para perfis de consumo genéricos, com base em dados disponíveis *online* relativamente ao consumo de energia elétrica por tipo de consumo (i.e. doméstico, não doméstico e industrial). Contempla-se as variações sazonais de consumo, e utiliza-se como principal referência geográfica, para fins de irradiância e temperatura (perfil horário), os principais centros urbanos de cada região e subregião, designadamente: Bragança; Guimarães; Porto; Aveiro; Viseu; Coimbra; Leiria; Lisboa; Santarém; Évora; e Faro. Ao todo, apresentam-se 72 resultados de viabilidade económica (24 para cada tipologia de consumidor) e uma análise de sensibilidade para sistemas PV com capacidade de armazenamento (baterias de iões de lítio e chumbo-ácido).

Ressalta-se, ainda, que a análise do presente estudo se aplica para um perfil genérico de consumo (setor agregado), e que não representa, necessariamente, a elevada variação que

existe para cada tipologia de consumidor, particularmente os perfis comercial e industrial. Para avaliar algum perfil específico, replicar-se-ia a metodologia desta dissertação para obter resultados correspondentes a cada cliente final.

3.2 Potencial técnico PV em Portugal

A metodologia criada pela IEA em 2002 foi adotada no RNC2050 para calcular o potencial máximo da tecnologia PV descentralizada em Portugal. Nesta metodologia, pressupostos são derivados de casos de estudo para formular uma abordagem mais generalizada e recomendar valores de referência. Com isto, a equação fundamental para estimar o potencial BIPV em termos de energia, E_{PV} (em TWh), é dada pela expressão 3.1 (IEA, 2002).

$$E_{PV} = \text{Área}_{disp./capita} \times \text{População} \times \text{Fator}_{utilização} \times Pr_{solar} \times H_{solar,local} \times \eta_{global} \quad (3.1)$$

No relatório da IEA, a área disponível per capita de cobertura (*roof area*) na região europeia ocidental e central é de 18,5 m². O fator de utilização, i.e. a adequação do espaço para painéis solares, é de 0,4 (razão entre área de cobertura solar e área bruta edificada), e assume-se o fator de produtividade solar, Pr_{solar} , igual a 0,8. Embora no relatório seja adotada uma eficiência geral do sistema PV, η_{global} , de 10%, os painéis solares contemporâneos possuem uma eficiência de cerca de 14% ou mais (Pearsall, 2017). Em termos de tempo de operação do sistema PV, foram consideradas 1 450 horas equivalentes (EDP, 2017a). As demais variáveis, como a população e a irradiação solar anual, $H_{solar,local}$ (em kWh/m²), são grandezas específicas para cada localidade.

Com o intuito de adaptar a formula para estar mais alinhada com a realidade portuguesa, propõe-se, ao invés do parâmetro generalizado de 18,5 m², a utilização da informação sobre o parque edificado, disponível no documento “Estratégia Nacional para a Renovação de Edifícios” (DGEG, 2014) e exposta na Tabela 2.5. Outras alterações mais conservadoras incluíram mudar o fator de utilização para 0,35 e a produtividade solar para 0,75. Assim, apropria-se a equação 3.1 com um termo de área per capita menos genérico e calcula-se um resultado comparável com a metodologia da IEA e o potencial calculado no RNC2050.

Em 2016, a IEA apresentou uma nova abordagem para estimar a área de cobertura PV disponível em zonas urbanas, e a resultante capacidade técnica de *Building Integrated Photovoltaics* (BIPV). O novo método provém de um estudo que determina, conforme a equação 3.2, a área total adequada para instalar módulos PV no topo de edifícios (em m²/capita) em função da densidade populacional (em pessoas/km²) (IEA, 2016b).

$$\text{Área}_{cobertura PV/capita} = 172,3 \times (\text{Densidade}_{populacional})^{-0,352} \quad (3.2)$$

O estudo indica que regiões urbanas menos populosas dispõem de cerca de 100 m²/capita de área útil para painéis PV ao passo que para altas densidades populacionais este valor reduz para 1 m²/capita. Em seguida, a fórmula 3.3 descreve como calcular o potencial de geração de energia elétrica, $E_{PV,pot}$ (em TWh), a partir da área determinada na equação 3.2 e de variáveis já mencionadas, como: a irradiação solar; a eficiência do sistema PV (assumido como 14%); o *performance ratio* (PR) igual a 75% – representa o rácio entre produção real e teórica do sistema PV; e o fator de orientação, $f_{orientação}$, que retrata os ganhos ou perdas através da inclinação ou orientação das coberturas (assumido como 1 já que não há informação específica disponível).

$$E_{PV,pot} = A_{local} \times H_{solar,local} \times \eta_{global} \times PR \times f_{orientação} \quad (3.3)$$

A correspondente capacidade $C_{PV,pot}$ (em GW) pode ser derivada da divisão entre a geração de energia elétrica, $E_{PV,pot}$ e a irradiação solar, $H_{solar,local}$, como mostra a expressão 3.4.

$$C_{PV,pot} = C_{PV,pot,p} \times PR = \frac{E_{PV,pot}}{H_{solar,local}} \times 1 \frac{kW}{m^2} \times 10^3 \quad (3.4)$$

A capacidade de pico, $C_{PV,pot,p}$, é a capacidade alcançada em condições ideais, portanto multiplica-se pelo PR para reproduzir a capacidade em condições reais de funcionamento. Com estas informações, torna-se possível traçar um quadro comparativo dos diferentes potenciais técnicos PV em Portugal e avaliar a exequibilidade deles perante as barreiras existentes no mercado.

Sabendo-se que para 1 kWp necessita-se de uma área de aproximadamente 7 m² (parâmetro conservador), pode-se estimar a área total de cobertura necessária para instalar os sistemas PV ao conhecer o número de consumidores em cada região (Tabela 3.1) e a potência ótima para cada consumidor.

Tabela 3.1 - Número de consumidores de energia elétrica por tipologia nas principais regiões em Portugal, 2017 (PORDATA, 2019b)

Território		Número de consumidores		
		Doméstico	Comercial	Industrial
Norte	Total	1 789 196	229 431	36 237
	Área Metropolitana do Porto	811 321	111 463	16 889
Centro	Total	1 351 213	159 194	25 333
	Região de Coimbra	267 250	31 248	3 645
A. M. Lisboa	Área Metropolitana de Lisboa	1 474 512	183 686	16 324
	Total	410 339	51 274	8 178
Alentejo	Alentejo Central	86 988	10 713	2 533
	Alentejo Litoral	360 717	57 014	6 044

Realizar-se-á uma análise usando como referência o número de consumidores por sub-região e por região conforme a Tabela 3.1.

3.3 Estudo de viabilidade económica

3.3.1 Perfis de consumo e informações gerais

A primeira etapa numa avaliação de viabilidade económica de um sistema fotovoltaico é fazer um levantamento do perfil de consumo da instalação onde funcionará o sistema. No caso do presente estudo, optou-se pela utilização de perfis de consumo genéricos que representassem os clientes finais desde o setor residencial e comercial até o industrial. Para a construção destes diagramas de carga para cada região do país, consultou-se as bases de dados do Instituto Nacional de Estatística (INE) e PORDATA, que têm as informações de consumo desagregadas por tipo de consumidor para 2017 (INE, 2019; PORDATA, 2019a). Para caracterizar o padrão e a variação dos consumos ao longo do tempo, perscrutou-se: dados disponibilizados pela ERSE no documento “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2019”; informações de consumo publicadas pela EDP Distribuição; e medições registadas no Sistema de Informação de Mercados de Energia da Redes Energéticas Nacionais (REN) (ERSE, 2018c; EDP Distribuição, 2019; REN, 2019).

Com essas informações, esboçou-se o perfil de consumo diário típico de cada mês com os consumos médios horários de janeiro a dezembro. O perfil de consumo de um cliente doméstico segue um padrão relativamente constante ao longo da semana, enquanto um cliente comercial e industrial tendem a consumir mais durante a semana do que aos fins de semana.

As figuras que seguem (Figura 3.1, Figura 3.2 e Figura 3.3) exemplificam a diferença neste padrão de consumo para as três tipologias de consumidor com ligação em BTN e MT. Os diagramas de carga foram normalizados segundo o Guia de Medição da ERSE, i.e. a soma de todos os valores de consumo de 15 minutos durante o ano totaliza 1 000 (ERSE, 2016).

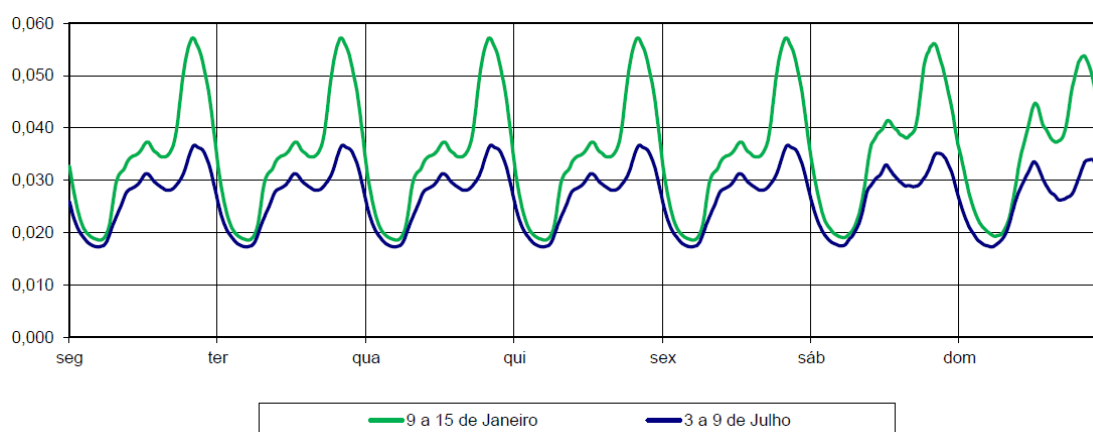


Figura 3.1 - Perfil de consumo de um cliente final tipificado para o setor residencial (ERSE, 2018c)

Nota: Os valores das ordenadas são valores normalizados; Ligação em BTN; Referência de 2017.

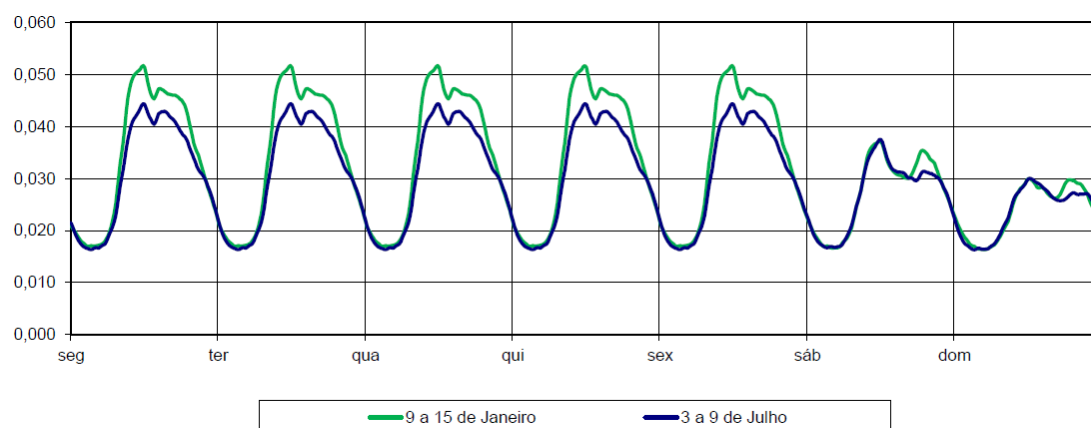


Figura 3.2 - Perfil de consumo de um cliente final tipificado para o setor comercial (ERSE, 2018c)

Nota: Os valores das ordenadas são valores normalizados; Ligação em BTN; Referência de 2017.

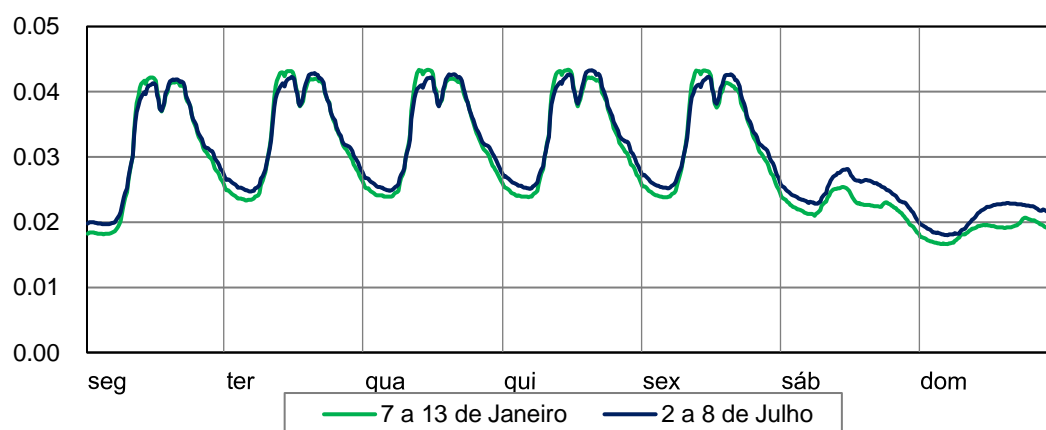


Figura 3.3 - Perfil de consumo de um cliente final tipificado para o setor industrial (adaptado de EDP Distribuição, 2019)

Nota: Os valores das ordenadas são valores normalizados; Ligação em MT; Referência de 2018/2019.

A normalização dos perfis estabelece uma base comum de análise e comparação entre as diferentes tipologias de consumidor. No caso dos consumidores com fornecimento de energia elétrica em BTN, ao contrário da ligação em MT, há uma divisão baseada na potência contratada e na energia consumida anualmente conforme as classes elencadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo para BTN (ERSE, 2018c)

Classe	Potência contratada (kVA)	Energia (kWh)
Classe A	> 13,8	qualquer
Classe B	≤ 13,8	> 7140
Classe C	≤ 13,8	≤ 7140

Para o estudo em questão, enquadraram-se os consumidores domésticos na Classe C enquanto os consumidores comerciais foram atribuídos à Classe A (EDP, 2019c).

Os locais escolhidos com maior representatividade no território nacional para investigar a viabilidade económica de sistemas fotovoltaicos seguiram os seguintes critérios:

- Principais centros urbanos com maior concentração populacional e atividade económica para consumidores domésticos e comerciais;
- Parques industriais e aglomeração da indústria transformadora para consumidores industriais.

Desta forma, foram seleccionadas regiões NUTS III (Nomenclatura das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos) em cada zona do país (Norte, Centro, A. M. Lisboa, Alentejo e Algarve) segundo a Figura 3.4.

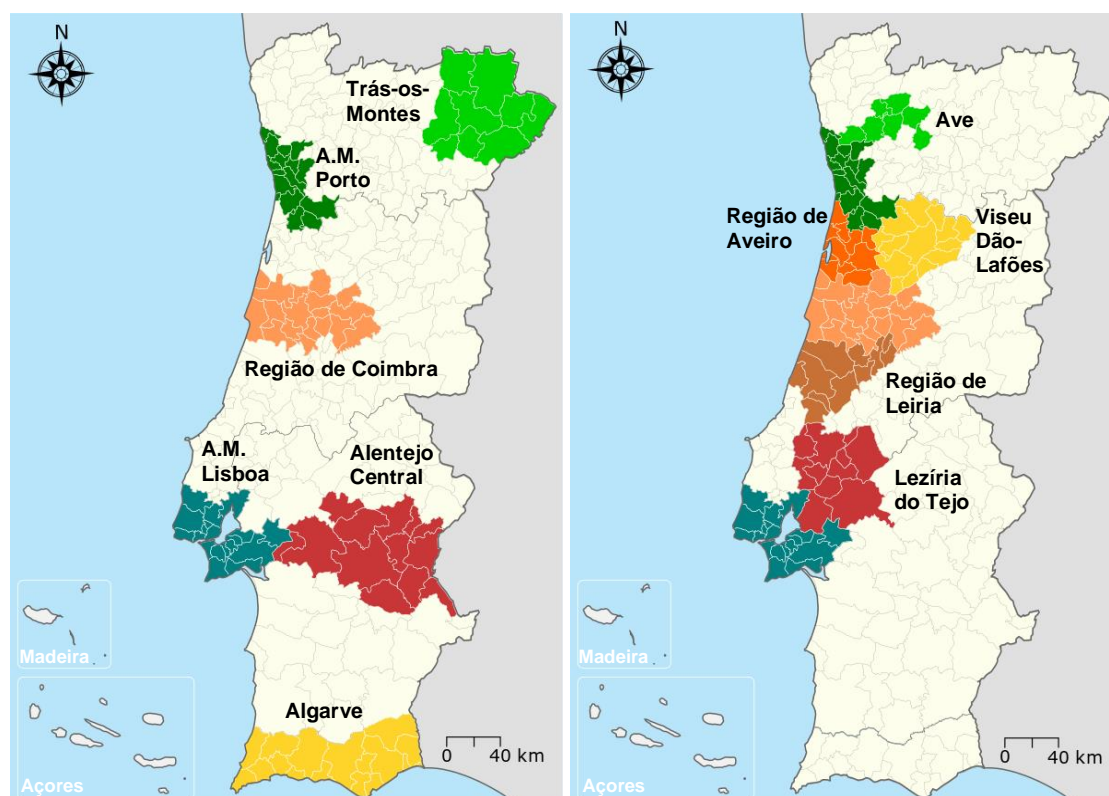


Figura 3.4 - Regiões NUTS III escolhidas na segunda abordagem para consumidores domésticos e comerciais (à esquerda) e consumidores industriais (à direita)

As localidades mais populosas e com elevada atividade comercial são geralmente as áreas próximas às maiores capitais de distrito, nomeadamente: Porto; Coimbra; Lisboa; Évora; e Faro. A região de Trás-os-Montes (Figura 3.4) também foi destacada por englobar grande parte do distrito de Bragança, que reúne uma população e atividade económica relevante do interior do Norte, e condições climáticas distintas da A. M. Porto (adaptado de PORDATA, 2019b; PORDATA, 2019c). No que diz respeito aos consumidores industriais, o litoral norte e centro e a A. M. Lisboa acumulam a componente predominante da indústria de transformação do país. Incluiu-se as regiões como Ave, Viseu Dão-Lafões e Lezíria do Tejo também por possuírem atividades industriais notáveis no interior do Norte, Centro e Alentejo respetivamente (PORDATA, 2019d). A síntese dos consumos médios de energia elétrica para cada tipologia de consumidor pode ser conferida na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Consumo de energia elétrica por tipologia de consumidor em 2017 (PORDATA, 2019a)

Territórios (NUTS II)	Territórios (NUTS III)	Consumo de energia elétrica por tipo de consumo (kWh)		
		Doméstico	Comercial	Industrial
Norte	Trás-os-Montes	1 695	8 402	-
	Ave	-	-	224 674
	A. M. Porto	2 778	19 379	179 999
	Região de Aveiro	-	-	359 527
Centro	Viseu Dão-Lafões	-	-	148 667
	Região de Coimbra	2 000	14 535	486 910
	Região de Leiria	-	-	222 009
A. M. Lisboa	A. M. Lisboa	2 095	21 301	220 835
Alentejo	Lezíria do Tejo	-	-	163 254
	Alentejo Central	2 547	14 940	-
Algarve	Algarve	2 467	16 230	-

Em termos da distribuição dos consumos discriminados por período horário e por opção tarifária, a Figura 3.5 caracteriza as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado.

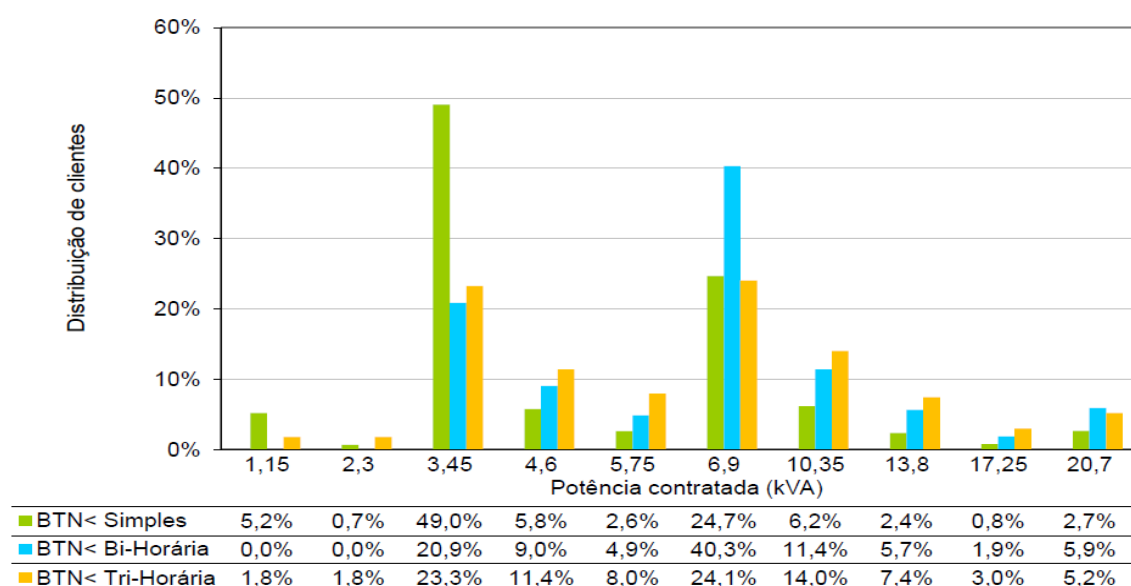


Figura 3.5 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA) (ERSE, 2018c)

A opção tarifária simples engloba parte significativa dos consumidores com fornecimento em BTN no território nacional, com cerca de 4,45 milhões de utentes. Deste montante, praticamente metade encontra-se no escalão de potência de 3,45 kVA, que também representa a maior parcela de consumo no mercado liberalizado do fornecimento BTN simples. Por comparação, na opção tarifária bi-horária são 547 mil clientes e quase 90 mil na opção tarifária tri-horária. Para o caso de estudo, atribuiu-se aos consumidores domésticos a potência contratada em BTN simples de 3,45 kVA, e uma potência contratada de 20,7 kVA para os consumidores comerciais. Na avaliação de viabilidade económica, a opção tarifária bi-horária

também foi abordada para estas faixas de potência. Quanto aos clientes com ligação em MT – quase 25 mil utilizadores, considerou-se a potência contratada de 246 kVA (ERSE, 2018c).

3.3.2 Produção de energia elétrica, autoconsumo e venda

Com o objetivo de determinar o perfil de produção de energia elétrica a partir de um sistema PV, parametrizou-se as condições de contorno que afetam a operação dos módulos solares da seguinte forma:

- Definição da localização geográfica onde estará situado o sistema PV e os correspondentes dados meteorológicos, como a irradiância e a temperatura ambiente;
- Fixação da inclinação (de 0° à 90°) e azimute (orientação de -180° à 180°) dos painéis;
- Seleção do módulo PV e inversor;
- Configuração da matriz e potência fotovoltaica;
- Eficiência do sistema PV contemplando fatores internos e externos para calcular o perfil de geração de energia elétrica.

Para o segundo caso de estudo, selecionou-se os principais municípios de cada região (Tabela 3.4) e, com auxílio do sistema de informação geográfica PVGIS e as coordenadas de latitude e longitude de cada local, extraiu-se os respetivos dados horários de irradiância e temperatura média para dias típicos em cada mês do ano. A plataforma do PVGIS possibilita otimizar a inclinação (entre 32° e 35°) e azimute (voltados ao Sul: entre -5° e 2°) dos painéis de acordo com seu posicionamento geográfico. Assim, maximiza-se a irradiação global (soma das irradiações direta e difusa) em um plano fixo, sujeito à influência de nebulosidade (Comissão Europeia, 2017).

Tabela 3.4 - Dados usados no PVGIS para estimar irradiação global nas regiões do caso de estudo (Comissão Europeia, 2017)

Município (referência)	Latitude (°)	Longitude (°)	Inclinação (°)	Azimute (°)	Irradiação (kWh/m²)
Bragança	41,81	-6,76	35	-3	1981
Guimarães	41,44	-8,30	35	2	1846
Porto	41,15	-8,61	35	-2	1907
Aveiro	40,64	-8,65	35	-1	1988
Viseu	40,66	-7,91	34	-5	1954
Coimbra	40,21	-8,42	35	1	1929
Leiria	39,74	-8,81	35	-1	1968
Lisboa	38,72	-9,13	32	2	2045
Santarém	39,23	-8,68	34	0	2078
Évora	38,57	-7,9	34	0	2125
Faro	37,02	-7,93	33	0	2221

Em termos dos componentes que constituem um sistema PV, foi feita uma análise de mercado das ofertas de *kits* de autoconsumo disponíveis em Portugal. Os principais elementos

são os módulos solares e os inversores, mas também há cabos, conectores, acessórios e a estrutura de fixação para assegurar o correto funcionamento do sistema, além do custo do transporte e do serviço de instalação. Soluções de autoconsumo com armazenamento eletroquímico (e.g. baterias de íões de lítio e gel) também foram pesquisadas com o intuito de verificar sua viabilidade económica. O preço destes *kits* foram associados à respetiva potência das ofertas, portanto considerou-se a relação preço/potência (€/Wp) para apresentar a tendência de custos dos sistemas PV. Deve-se observar que a potência nominal da instalação PV esteja situada entre 70% a 120% da potência nominal do inversor – este é frequentemente subdimensionado para manter elevados níveis de eficiência, mesmo para menores intensidades de irradiância solar (GreenPRO, 2004).

A configuração da matriz PV depende do número de módulos que são montados em série e em paralelo para respeitar o limite máximo admissível de tensão e corrente pelo inversor. As fichas técnicas dos painéis solares têm informações dos níveis de tensão e corrente em condições de referência STC (*Standard Test Conditions*), i.e. temperatura da célula solar a 25 °C, irradiância de 1000 W/m² e massa de ar de 1,5 (AM1.5, que refere-se ao ângulo que o Sol está em relação ao ponto de referência na Terra). Entretanto, o valor da tensão pode oscilar com temperaturas variando entre -10 °C e 70 °C dependendo das condições de operação do sistema. A equação 3.5 descreve a expressão utilizada para calcular o número máximo de módulos, $n_{\text{módulos},\text{máx}}$, pela divisão entre a tensão máxima do inversor, $U_{\text{máx}}(\text{inversor})$, e a tensão de circuito aberto do módulo a -10 °C, $U_{\text{OC}}(\text{módulo } -10^{\circ}\text{C})$. A equação 3.6 mostra como calcula-se o número mínimo de painéis, $n_{\text{módulos},\text{mín}}$, dividindo a tensão mínima no ponto de máxima potência (MPP - *Maximum Power Point*) do inversor, $U_{\text{MPP},\text{mín}}(\text{inversor})$, pela tensão MPP do módulo a 70°C, $U_{\text{MPP}}(\text{módulo } 70^{\circ}\text{C})$ (GreenPRO, 2004).

$$n_{\text{módulos},\text{máx}} = \frac{U_{\text{máx}}(\text{inversor})}{U_{\text{OC}}(\text{módulo } -10^{\circ}\text{C})} \quad (3.5)$$

$$n_{\text{módulos},\text{mín}} = \frac{U_{\text{MPP},\text{mín}}(\text{inversor})}{U_{\text{MPP}}(\text{módulo } 70^{\circ}\text{C})} \quad (3.6)$$

Em geral, pode-se assumir que relativamente aos valores STC (GreenPRO, 2004):

- Há um aumento de cerca de 14% do U_{OC} para módulos à temperatura de -10 °C;
- Há um decréscimo de cerca de 18% do U_{MPP} para módulos à temperatura de 70 °C.

Para completar a configuração da matriz PV, usa-se a expressão 3.7 para determinar se a corrente do gerador PV excede o limite máximo da corrente de entrada do inversor. Portanto, o número de fileiras (também denominado de *strings*), N_{Fileiras} , é igual ao quociente do valor máximo da corrente do inversor, $I_{\text{máx}}(\text{inversor})$, e da fileira de painéis, $I_{\text{máx fileira}}$ (GreenPRO, 2004).

$$N_{Fileiras} \leq \frac{I_{m\acute{a}x (inversor)}}{I_{m\acute{a}x fileira}} \quad (3.7)$$

No caso dos *kits* de autoconsumo, o sistema PV já está em conformidade com os limites estabelecidos pelas equações 3.5 à 3.7, porém para sistemas de maior dimensão convém utilizar programas de simulação (e.g. *PVsyst*, *PV*SOL*, etc.) ou folhas de cálculo (e.g. *Microsoft Excel*) para executar estas verificações. No caso do presente estudo, utilizou-se o programa *Microsoft Excel* 2016 para elaborar o dimensionamento das instalações.

A eficiência de um sistema PV depende de uma série de fatores como a eficiência do inversor, sujidade nos painéis solares, módulos com parâmetros diferentes (*mismatch*) e variações nas condições ambientes (e.g. temperatura, sombreamento parcial nos painéis, etc.). Desde a produção da potência elétrica em corrente direta (DC), P_{DC} , pelo painel solar até a conversão da potência elétrica em corrente alternada (AC), P_{AC} , requisitada pelas cargas ou pela rede, o impacto das perdas pode reduzir seu valor entre 20% e 40%. Esta eficiência pode ser calculada pela expressão 3.8 (Masters, 2004):

$$\eta_{convers\tilde{a}o} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (3.8)$$

Determina-se o termo P_{DC} pela equação 3.9, através da multiplicação da potência do módulo em condições de referência, $P_{DC,STC}$ (onde tem-se a conversão de energia pelo efeito fotovoltaico, que geralmente varia entre 15% e 19%), com a fração da irradiância em relação ao STC, G (em W/m^2), e o coeficiente de perda de potência em função da temperatura, α_p , com apoio da equação 3.10. A temperatura da célula PV em STC, $T_{cél,STC}$, é de 25 °C (Masters, 2004; Pearsall, 2017).

$$P_{DC} = P_{DC,STC} \times \frac{G}{1000} \times [1 - \alpha_p (T_{cél} - T_{cél,STC})] \quad (3.9)$$

$$T_{cél} = T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \times G \quad (3.10)$$

Na expressão 3.10, define-se a temperatura da célula PV, $T_{cél}$, a partir da temperatura ambiente, T_{amb} , a temperatura nominal de operação da célula (NOCT, *Nominal Operating Cell Temperature*) que pode ser encontrada na ficha técnica do painel solar, e o termo da irradiância (em W/m^2). Em seguida, calcula-se a potência de saída do módulo PV, $P_{DC,out}$, por meio do produto da potência gerada no módulo, P_{DC} , com as perdas associadas ao sistema (assumiu-se perdas em função de: sujidade; calor nos cabos ou efeito Joule; diferença nos parâmetros dos módulos; e sombreamento que varia em função da localização) na equação 3.11 (GreenPRO, 2004; Masters, 2004).

$$P_{DC,out} = P_{DC} \times (1 - Pe_{sujidade}) \times (1 - Pe_{Joule}) \times (1 - Pe_{módulos\ dif.}) \times (1 - Pe_{sombre.}) \quad (3.11)$$

$$P_{AC} = P_{DC\ out} \times \eta_{inversor} \quad (3.12)$$

Por fim, determina-se com a fórmula 3.12 a potência disponível para as cargas/rede, P_{AC} , ao multiplicar a potência de saída do módulo, $P_{DC,out}$, com o rendimento do inversor, $\eta_{inversor}$ (Masters, 2004; Pearsall, 2017). Com isto, torna-se possível avaliar a eficiência da conversão do sistema PV na equação 3.8 e verificar a quantidade de energia elétrica que é destinada para autoconsumo e venda (i.e. injeção na rede) ao comparar o perfil de produção com o diagrama de carga do consumidor.

Os pressupostos assumidos nestes cálculos podem ser encontrados na Tabela 3.5 e correspondem a valores médios e conservadores de fichas técnicas e de referências bibliográficas que abordam sistemas PV.

Tabela 3.5 - Pressupostos utilizados para cálculo do perfil de produção de um sistema PV genérico

Variáveis	Valor
Potência do módulo em STC ($P_{DC,STC}$) [Wp] ^a	250
Coefficiente de temperatura para P_{DC} (α_p) [%/°C] ^a	- 0,41
NOCT [°C] ^a	45 ± 2
Perda de potência por [%] ^b :	14 - 19
Sujidade	3
Efeito Joule	3
Diferença nos módulos	3
Sombreamento (indústria - comércio/residencial)	5 - 10
Eficiência do inversor ($\eta_{inversor}$) [%] ^c	95

Nota: a. Anexo A (JinkoSolar, 2015); b. (GreenPRO, 2004); c. Anexo B (Fronius, 2016)

A partir destas informações e dados horários de irradiância e temperatura obtidos no PVGIS para os locais escolhidos na segunda abordagem, elaborou-se o perfil de geração de um módulo PV usando, como exemplo, uma residência ou estabelecimento comercial em Lisboa (Figura 3.6). Assumiu-se que painéis solares instalados em regiões urbanas sofrem maior efeito de sombreamento (10% de perda de potência) de outros prédios e obstáculos do que em parques industriais (5% de perda de potência). O Anexo C reúne os perfis de produção de forma simplificada das localidades apresentadas na Tabela 3.4.

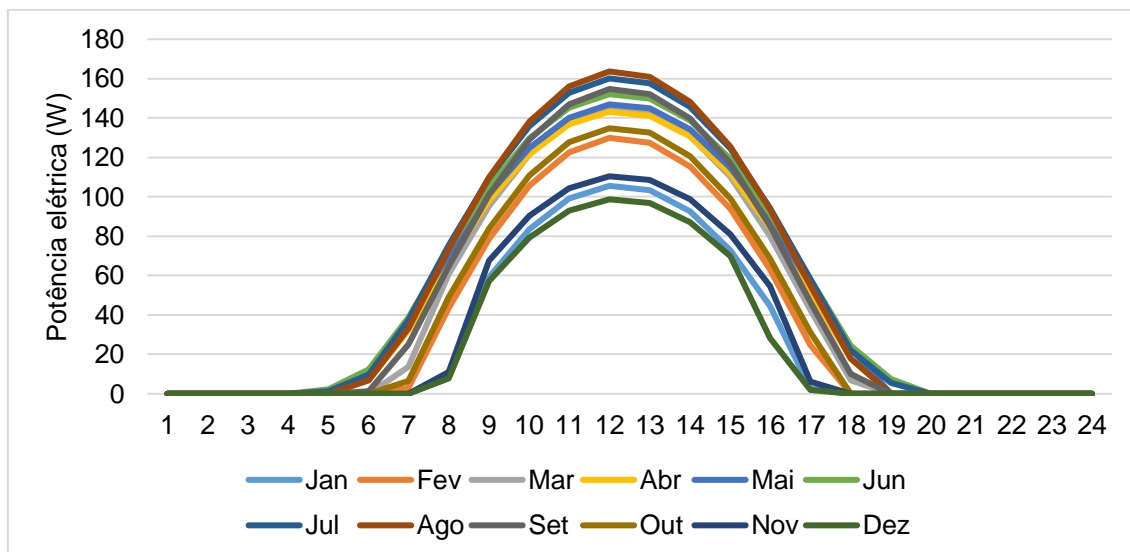


Figura 3.6 - Perfil de produção de energia elétrica AC de um painel solar PV em um dia típico para uma residência ou comércio em Lisboa (adaptado de Comissão Europeia, 2017)

A sobreposição do perfil de produção com o perfil do consumo, como exemplifica a Figura 3.7 com um sistema PV sem acumulação de energia, permite visualizar a quantidade de energia que é autoconsumida e exportada à rede.

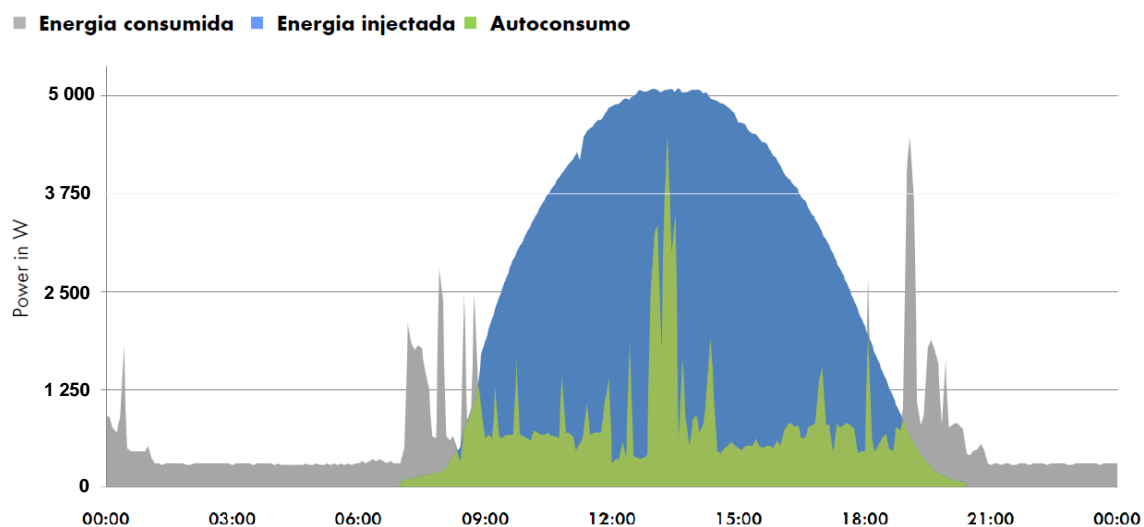


Figura 3.7 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um sistema PV sem armazenamento (García, 2012)

A energia elétrica que excede o consumo é vendida a um preço inferior ao que é pago pela tarifa de eletricidade, então avaliou-se a viabilidade económica de acumular a energia elétrica que seria injetada na rede para cobrir consumos fora das horas de geração PV (Figura 3.8) face aos custos das baterias. Para tarifas simples, com um único período tarifário, os ganhos com o uso das baterias não é tão significativo quanto para tarifas bi-horárias, tri-horárias ou tetra-horárias que têm tarifas mais caras em horas fora de vazio (horas de ponta ou cheia) do que em horas de vazio (horas de vazio normal ou super vazio).

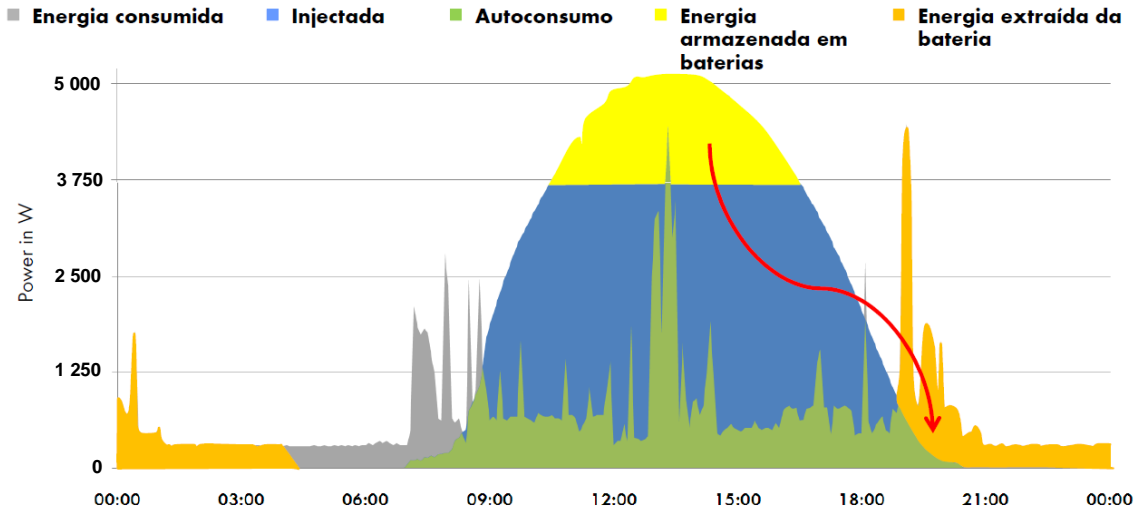


Figura 3.8 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um sistema PV com armazenamento (García, 2012)

A eficiência de carga e descarga, ou *round trip efficiency*, das baterias varia entre 80% para tecnologias de chumbo-ácido e 92% ou mais para tecnologias de íões de lítio, dependendo do fabricante (Steilen & Jörisen, 2015; IRENA, 2017). No que tange ao rendimento operacional das UPAC obtido, por exemplo, na Figura 3.7 ou Figura 3.8, destaca-se o rácio de autoconsumo e autossuficiência. O rácio de autoconsumo (equação 3.13) é a razão entre o consumo de energia elétrica satisfeita pelo sistema PV e a quantidade de energia gerada num determinado período de tempo, enquanto o rácio de autossuficiência (equação 3.14) é a razão entre o consumo de energia elétrica satisfeita pela UPAC e a quantidade de energia consumida num determinado período de tempo (adaptado de Lopes, 2017).

$$Autoconsumo = \frac{\sum_{n=n1}^{n2} \min(G(n), D(n))}{\sum_{n=n1}^{n2} G(n)} \times 100 \quad (3.13)$$

$$Autossuficiência = \frac{\sum_{n=n1}^{n2} \min(G(n), D(n))}{\sum_{n=n1}^{n2} D(n)} \times 100 \quad (3.14)$$

onde “n” representa o período de análise (no caso do estudo, considerou-se o primeiro ano de funcionamento da UPAC sendo “n1” o primeiro mês e “n2” o último mês), G(n) é o perfil de geração e D(n) é o diagrama de carga. Em suma, o autoconsumo quantifica que percentagem de energia elétrica gerada pela UPAC é aproveitada para suprir a procura e a autossuficiência indica a autonomia do consumidor com um sistema PV em relação à rede (ambos valores são maiores na instalação da Figura 3.8 comparado com a instalação da Figura 3.7).

Do ponto de vista esquemático, a Figura 3.9 ilustra os fluxos de energia elétrica desde os painéis solares ou rede elétrica até a instalação de consumo. O inversor direciona a energia para as baterias ou converte a energia elétrica DC em AC para ser consumida ou vendida à rede. Durante o período sem produção PV, o banco de baterias libera energia elétrica DC para ser

convertida e suprir a procura. O contador (inteligente) regista os volumes bidirecionais de energia e permite aos consumidores monitorizar e otimizar o uso da energia elétrica (e.g. maximizar o autoconsumo).

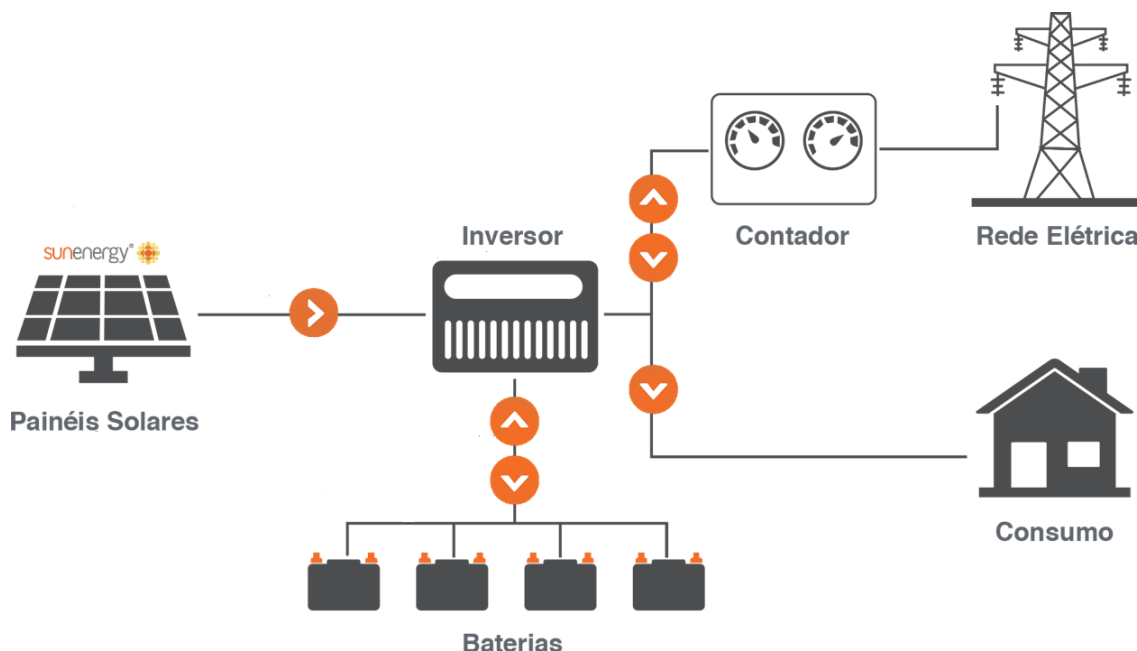


Figura 3.9 - Esquema de um sistema PV com armazenamento e ligação à RESP (SunEnergy, 2019)

3.3.3 Avaliação económica e financeira

O estudo de viabilidade económica do presente estudo assenta-se na seguinte sequência de cálculos para os consumidores domésticos, comerciais e industriais nas respetivas localidades supracitadas:

- Levantamento dos custos de energia elétrica sem a instalação da UPAC;
- Levantamento dos custos de energia elétrica com a instalação da UPAC, sem e com armazenamento de energia;
- Poupança anual nos custos de energia elétrica com a UPAC, sem e com acumulação de energia, ao longo de 25 anos;
- *Cash flows* (fluxos de caixa) do projeto;
- Indicadores operacionais e económicos.

Com base nas tarifas publicadas pela ERSE para utilização da potência e energia ativa para instalações com ligação em BTN e MT, assim como o padrão de consumo horário dos clientes domésticos, comerciais e industriais para dias típicos de cada mês, determinou-se o desembolso com energia elétrica de cada consumidor sem UPAC. Para fornecimentos em BTN, o custo total resulta da soma da potência contratada (€/dia) e da energia total consumida (€/kWh) em função dos períodos tarifários (simples ou bi-horária). Na ligação em MT, tem-se o termo tarifário fixo (€/dia) somado com a potência consumida em horas de ponta no mês (€/kW), a

potência contratada (€/dia) e a energia ativa (€/kWh) consoante o período tarifário tetra-horário e variações entre inverno e verão.

A implantação de um sistema PV destinado para autoconsumo diminui a quantidade de energia adquirida à rede e reduz o dispêndio com energia elétrica, sendo possível vender o excedente energético conforme a equação 3.15 (Decreto-Lei n.º 153/2014, 2014).

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3.15)$$

onde “m” em cada termo representa o mês a que se refere a contagem da eletricidade vendida, $R_{UPAC,m}$ (em €) é a remuneração da eletricidade fornecida à RESP, $E_{fornecida,m}$ (em kWh) é a energia injetada na rede e $OMIE_m$ (€/kWh) é o preço de fecho do mercado diário em Portugal. O valor do preço de venda da energia elétrica foi estimado com base nos preços médios mensais entre 2012 e 2018 do OMIE, aferindo-se uma taxa de crescimento anual composta de 1,75% que foi adotada na projeção da remuneração potencial de energia elétrica vendida. Em 2018, os preços médios mensais do mercado diário situaram-se entre 39,75 €/MWh em março e 71,30 €/MWh em setembro, sendo que a média anual foi de 57,45 €/MWh (OMIE, 2018).

Conhecendo-se os custos antes e depois da instalação PV, foi identificado o montante mensal de poupança na fatura de energia elétrica para o primeiro ano de funcionamento da UPAC. No horizonte de 25 anos de funcionamento do sistema PV, calculou-se os *cash flows* tendo em conta:

- As despesas associadas à instalação da UPAC (investimento inicial);
- O somatório das poupanças de energia ativa, potência tomada em horas de ponta e venda de energia elétrica à RESP;
- Os custos de operação e manutenção (O&M) do sistema;
- A substituição das baterias ao longo do tempo de vida do projeto, caso o sistema possua capacidade para acumulação de energia elétrica;
- A taxa de registo da UPAC e a compensação dos CIEG para sistemas com potência > 1,5 kW;
- As amortizações do financiamento do sistema PV.

O investimento inicial necessário para instalação de uma UPAC foi apoiado numa pesquisa de mercado dos fornecedores que atuam em Portugal para obter uma função de custo (em €/Wp) dos *kits* de autoconsumo sem e com armazenamento, para além do custo separado das baterias de iões de lítio e chumbo-ácido (em €/Wh), incluindo IVA e custos de transporte e instalação. Como mostra o Anexo E, abrangeu-se 9 provedores no levantamento: EDP; Sunenergy; Solarimpact; SolarShop; DamiaSolar; Boa Energia; Resul; Lobosolar; e Sotecnisol.

Para transformar os resultados dos *cash flows* em informação útil sobre a viabilidade económica dos sistemas, aplicou-se alguns critérios económicos para auxiliar no processo de

decisão dos investimentos, especificamente: Valor Atual Líquido (VAL); Taxa Interna de Retorno (TIR); período de retorno do investimento (PRI); e o *Levelized Cost of Energy* (LCOE).

O VAL (expresso em €) representa a diferença entre o valor e o custo de um projeto, sendo aconselhável investir em um VAL com maior valor positivo e rejeitar um VAL com valor negativo. O indicador de rentabilidade contempla futuros *cash flows* trazidos para o valor presente, aplicando uma taxa de atualização e subtraindo o investimento inicial, como mostra a equação 3.16 (adaptado de Brealey, et al., 2017).

$$VAL = C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (3.16)$$

tal que C_0 é o *cash flow* no período inicial do projeto (i.e. o investimento inicial), C_t representa o *cash flow* no ano “t”, “n” indica o período do projeto (neste caso, 25 anos) e a taxa de atualização é simbolizada pela letra “r”.

A TIR é a taxa de atualização que resulta num VAL nulo e é uma medida de rentabilidade do projeto. Uma TIR que é superior ao custo de oportunidade de capital (taxa de atualização do projeto) resulta num VAL positivo, e pode ser calculada por iterações de acordo com a fórmula 3.17 (adaptado de Brealey, et al., 2017).

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (3.17)$$

No estudo de viabilidade económica de sistemas PV, efetuou-se incrementos de potência instalada em intervalos de 250 Wp e de capacidade de armazenamento energético em montantes de 250 Wh. A combinação ótima destes dois parâmetros resultou na condição de projeto com máxima rentabilidade, i.e. o valor de TIR mais elevado.

Encontra-se o PRI ao contar o número de anos que os fluxos de caixa acumulados igualam o investimento inicial (equação 3.18). Se o tempo de recuperação é menor que um período aceitável do projeto (*cutoff period*), então o investimento pode ser aprovado (adaptado de Brealey, et al., 2017).

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = C_0 \quad (3.18)$$

A métrica do LCOE (expresso em €/MWh) permite comparar todos os custos provenientes do funcionamento de uma fonte eletroprodutora com a quantidade de energia elétrica gerada ao longo de sua vida útil. A expressão 3.19 demonstra como calcular o custo nivelado de energia (adaptado de Kost, et al., 2018).

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.19)$$

onde A_t representa o custo anual de produzir energia (no caso do presente estudo, o custo com O&M) e E_t equivale à energia produzida no ano (em MWh). Os termos de custo e energia são trazidos para o valor presente com a taxa de atualização com o objetivo de nivelar o montante de energia gerada com o capital transacionado, assegurando a comparabilidade deste indicador.

A Figura 3.10 resume o fluxo de trabalho utilizado na segunda abordagem desde a extração de dados de bases estatísticas até o cálculo dos indicadores de viabilidade económica.

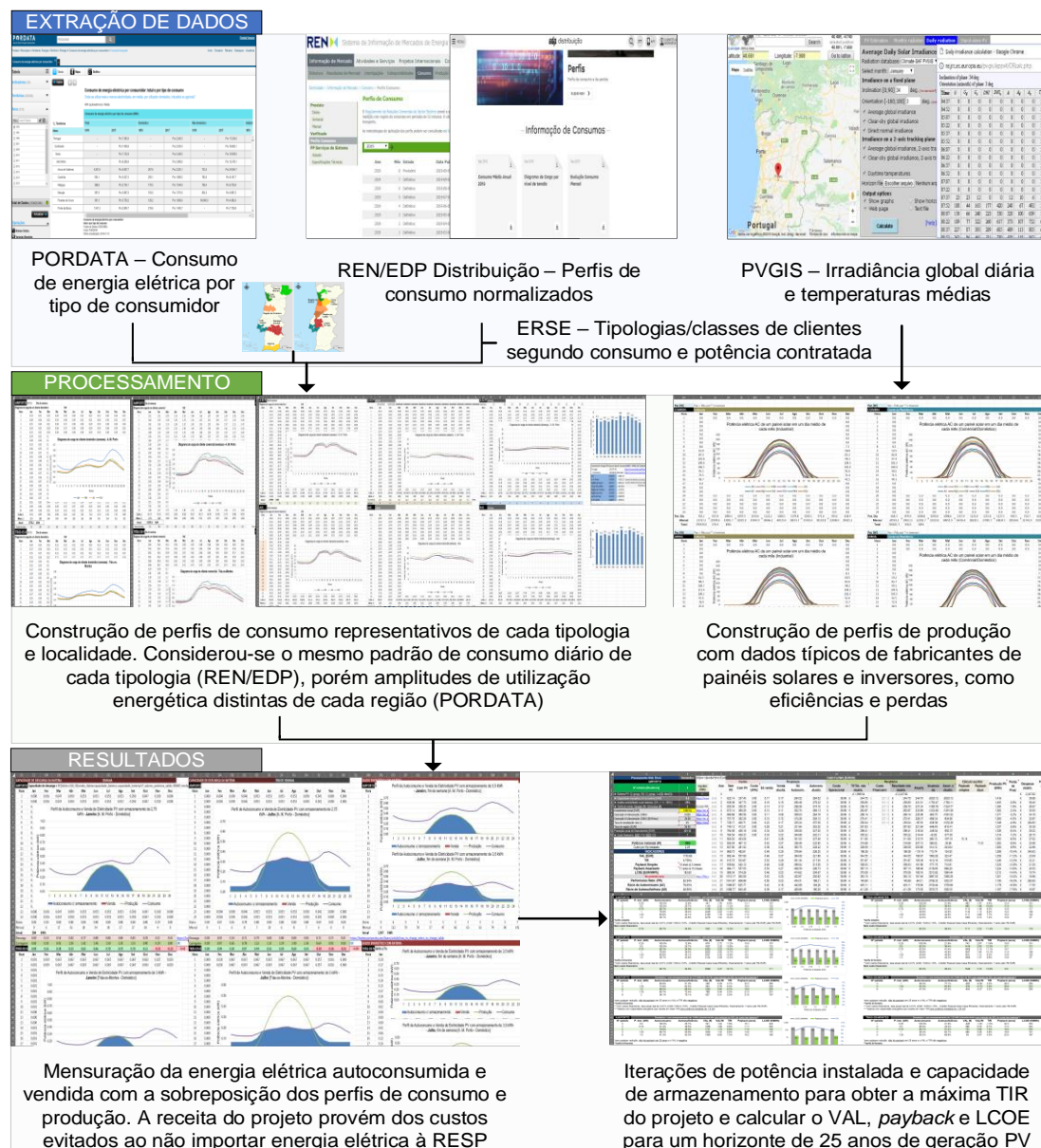


Figura 3.10 - Fluxo de trabalho para o estudo viabilidade económica

Pressupostos técnicos, económicos e financeiros

Adotou-se as seguintes premissas para o estudo de viabilidade económica:

- Custos anuais de O&M equivalentes a 1,5% do investimento inicial para sistemas PV sem armazenamento e 2% para sistemas PV com armazenamento (adaptado de Comissão Europeia, 2014);
- Quebra de geração fotovoltaica de 0,8% por ano (JinkoSolar, 2015);
- Área de 7 m² necessária para instalar 1 kW de solar PV, acomodando a estrutura e acessos para manutenção (desconsiderando banco de baterias);
- Quebra da eficiência de armazenamento das baterias de 2% por ano (LG Chem, 2016);
- Em função da quebra de eficiência e efeito de autodescarga das baterias, considerou-se a substituição de baterias de chumbo-ácido a cada 7 anos e de iões de lítio a cada 15 anos (adaptado de (Steilen & Jörisen, 2015; IRENA, 2017);
- Em linha com a pesquisa de mercado, determinou-se uma capacidade mínima de armazenamento energético de 1 kWh (uma bateria ou um banco de baterias) e máxima de 2 600 kWh (um contentor com baterias);
- O preço mínimo considerando para os painéis solares no mercado foram os de origem chinesa, já que a Comissão Europeia revogou a legislação de *anti-dumping* aos módulos chineses em setembro de 2018 (Blenkinsop, 2018). Com um preço de mercado de aproximadamente 0,23 €/Wp para painéis solares na UE (Alibaba, 2019; PV Magazine, 2019), e considerando que os módulos perfazem 45% do custo total do sistema (Burger, et al., 2019), estabeleceu-se um valor mínimo para os sistemas PV de 0,50 €/Wp (sem IVA). Para unidades com armazenamento, adiciona-se entre 0,15 €/Wp e 0,2 €/Wp para baterias de iões de lítio (Goldie-Scot, 2019) e cerca de 0,1 €/Wp para baterias de chumbo-ácido (IRENA, 2017);
- Taxa de crescimento anual composta (CAGR) dos preços da eletricidade de 2,61% para utilizadores domésticos e comerciais e 1,88% para utilizadores industriais (período de referência entre 1991 e 2018) (adaptado de PORDATA, 2018);
- CAGR da remuneração da eletricidade fornecida à RESP proveniente das UPAC de 1,75% referente aos preços de fecho do OMIE (período de referência entre 2012 e 2018) (OMIE, 2018);
- Taxa anual de atualização dos *cash flows* de 4% - recomendação da Comissão Europeia para refletir um custo real de oportunidade de capital a longo prazo (Comissão Europeia, 2014);
- Vida útil de 25 anos dos ativos das instalações fotovoltaicas e do horizonte contábil de projeto (adaptado de Comissão Europeia, 2014);
- Consumo anual de energia elétrica de clientes finais constante durante os 25 anos de vida útil do projeto;

- Taxa de juro TAN (taxa anual nominal) de 4,11% (*Euribor* 12M: -0,190% em junho 2019 mais 4,3% de *spread*) para clientes domésticos e comerciais. Referência de financiamento da Caixa Geral de Depósitos para projetos de energias renováveis até k€ 75. Horizonte do financiamento de 7 anos;
- Taxa de juro TAN de 6,96% (*Euribor* 12M: -0,190% em junho 2019 mais 3,4% de *spread* mais 3,75% em comissões e taxas) para empresas dedicadas à produção de bens e serviços ou que contribuam para a cadeia de valor dos mesmos (consumidores industriais). Referência de financiamento da Linha Capitalizar Mais da Caixa Geral de Depósitos para montantes até M€ 1. Horizonte do financiamento de 12 anos;
- O empréstimo financeiro para investimento considerado no estudo corresponde a um financiamento 100% bancário (capitais alheios);
- Taxa de inflação de 1,06% considerando uma média ponderada dos valores IHPC (índice harmonizado de preços ao consumidor) entre 2008 e 2018 (adaptado de Banco de Portugal, 2019). Para o cálculo dos financiamentos, foi considerada uma taxa de juro real a partir dos valores das TAN: 3% para consumidores domésticos e comerciais; e 5,8% para clientes industriais;
- Taxa de imposto sobre o valor acrescentado (IVA) de 6% na componente fixa de eletricidade (€/dia) para consumidores que tenham uma potência contratada que não ultrapasse 3,45 kVA, e 23%, nas componentes fixa e variável, para as demais faixas de potência e produtos sujeitos à taxa de IVA (Decreto-Lei n.º 60/2019, 2019);
- Taxa de imposto especial de consumo de eletricidade (IEC) de 0,001 €/kWh não considerado nos consumos pelo seu valor residual;
- Compensação mensal fixa dos CIEG devida pelas UPAC com potência superior a 1,5 kW nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração (Decreto-Lei n.º 153/2014, 2014);
- Nos dias de feriado, o padrão de procura de energia elétrica segue o consumo típico de um dia de domingo. Assim, 13 dias no ano foram considerados feriados nacionais: Dia de Ano-Novo (01/01); Sexta-Feira Santa (19/04); Páscoa (21/04); Dia da Liberdade (25/04); Dia do Trabalhador (01/05); Dia de Portugal (10/06); Corpo de Deus (20/06); Assunção de Nossa Senhora (15/08); Implantação da República (05/10); Dia de Todos os Santos (01/11); Restauração da Independência (01/12); Dia da Imaculada Conceição (08/12); e Natal (25/12);
- Pagamento de energia reativa não foi contemplado para consumidores industriais já que se trata de um estudo holístico.

3.3.4 Análise de sensibilidade

O estudo de sensibilidade possibilita criar cenários num contexto de risco ou incerteza do mercado, influenciando o resultado dos investimentos e a viabilidade económica de projetos. Ao

alterar uma variável do projeto, a forma como o fluxo de caixa é afetado facilita identificar se o projeto é mais sensível a um parâmetro específico (Brealey, et al., 2017). Nessa ótica, avaliou-se uma combinação específica de variáveis para diferentes cenários em relação aos sistemas PV.

As variáveis de projeto escolhidas para a análise de sensibilidade foram:

- Valor do investimento inicial;
- Custo de bateria de íões de lítio;
- Custo de bateria de chumbo-ácido;
- Capacidade do sistema PV com armazenamento;
- Opção tarifária para consumidores domésticos e comerciais;
- Custo do financiamento da UPAC.

Realizou-se a análise apenas para as regiões do Porto e Lisboa na tipologia residencial, sendo estes locais mais representativos para averiguar a sensibilidade às variáveis exploradas nos projetos de sistema fotovoltaico.

3.3.5 Análise de cenários

A conjugação de diferentes parâmetros promove uma análise mais abrangente dos resultados e favorece a escolha do cenário mais rentável e representativo de cada tipologia de consumidor. Para a segunda abordagem, ponderou-se algumas variações para os 12 consumidores domésticos e comerciais e para os 8 consumidores industriais (subcapítulo 3.3.1), visando obter o conjunto de indicadores económicos mais atraentes para o investidor, isto é, quando a TIR é maximizada. Os pressupostos foram:

- Ponto ótimo da potência instalada (em kW) e da capacidade de armazenamento (em kWh) com baterias de íões de lítio, variando a capacidade do sistema PV;
- Ponto ótimo da potência instalada e da capacidade de armazenamento com baterias de chumbo-ácido, variando a capacidade do sistema PV;
- Valor do investimento total com armazenamento (baterias de íões de lítio e chumbo-ácido) igual à referência da pesquisa de mercado, com o preço das baterias 50% inferior e 50% superior;
- Investimento sem financiamento;
- Para consumidores domésticos e comerciais, mudança da opção tarifária simples para bi-horária.

4 Resultados obtidos

4.1 Potencial técnico PV em Portugal

Ao replicar a metodologia utilizada no relatório *Potential for Building Integrated Photovoltaics* (IEA, 2002), assumindo os mesmos pressupostos gerais do subcapítulo 3.2 e informações complementares conforme o Anexo D, calculou-se uma capacidade de geração de 15,53 TWh e um potencial técnico PV de cobertura de aproximadamente 10,71 GW. Os dados da população residente e da irradiação global acumulada foram retirados dos quadros “As Pessoas” e “O Território”, respetivamente, do “Anuário Estatístico de Portugal – 2018” (INE, 2019b).

Com a modificação de um dos pressupostos de base, designadamente a alteração da área disponível per capita de cobertura de 18,5 m² (potencial BIPV) pela informação da DGEG (“Estratégia Nacional para a Renovação de Edifícios”) (DGEG, 2014) acerca do parque edificado em Portugal, estimou-se uma área de cobertura solar descentralizada de aproximadamente 156 km². Com este cálculo, obteve-se um resultado de capacidade de produção de 29,86 TWh e potencial PV de 20,6 GW, cujos cálculos podem ser verificados no Anexo D. Para determinar a potência instalada a partir do resultado de energia elétrica da metodologia da IEA, dividiu-se o termo de geração de eletricidade pelo pressuposto de 1 450 horas equivalentes de operação no ano – igual ao assumido no *Energy Outlook 2017* (EDP, 2017a).

Através da abordagem do *Energy Technology Perspectives* (IEA, 2016b), aplicou-se a fórmulas 3.2, 3.3 e 3.4 para calcular, respetivamente, a área solar (em m²/capita) em função da densidade populacional, a produção potencial de energia elétrica PV e a potência instalada teórica no território nacional. Este método levou a uma geração teórica de 53,81 TWh e uma capacidade técnica de 29,82 GW, utilizando as variáveis identificadas no Anexo D. As informações relacionadas à área superficial e densidade populacional também foram extraídas dos quadros supracitados do “Anuário Estatístico de Portugal – 2018”. A Tabela 4.1 resume os resultados de cada metodologia seguida para estimar o potencial técnico PV em Portugal, para além do que foi calculado no RNC2050.

Tabela 4.1 - Síntese dos resultados das metodologias da IEA para estimar o potencial PV em Portugal

Potencial técnico PV	RNC2050 ^a	Metodologias		
	Cenário PL – CA em 2050	IEA 2002	IEA 2002 modificada	IEA 2016
Energia (TWh)	20,7 – 22,3	15,53	29,86	53,81
Potência (GW)	12 – 13	10,71	20,60	29,82

Nota: a. Na estimativa do RNC2050, considerou-se o potencial disponível na cobertura e nas fachadas dos edifícios. Nas metodologias utilizadas, analisou-se somente o potencial de cobertura solar (*solar roof area*)

4.2 Viabilidade económica

4.2.1 Investimento total, tarifas e venda de energia elétrica

O investimento total dos sistemas PV do presente estudo foi baseado em preços praticados no mercado português já com acréscimo do IVA. Consolidou-se uma base de preços para *kits* de autoconsumo que contêm módulos solares, inversor/microinversor, estrutura para fixação dos módulos, cabos DC e AC, sistema de monitorização (*smart meter*), assim como o transporte e instalação dos equipamentos. Para sistemas com acumulação de energia elétrica, há ainda o banco de baterias e um inversor híbrido.

A função de custo utilizada na avaliação de viabilidade económica pode ser verificada na Figura 4.1 que agrega 58 ofertas em território nacional para sistemas PV voltados para autoconsumo. Até julho de 2018, o custo dos painéis solares mais comercializados na Europa chegou a 0,25 USD/W, sendo que o custo total de sistemas PV (equipamento mais instalação, com custo financeiro) totalizou 0,87 USD/W na Itália, 1,07 USD/W na França, 1,11 USD/W na Alemanha e 1,36 USD/W no Reino Unido (IRENA, 2019a).

Para sistemas com acumulação de energia elétrica, a Figura 4.2 traça a tendência de custo com base em 25 ofertas de *kits* de autoconsumo com baterias de iões de lítio e 6 ofertas com baterias de chumbo-ácido. As principais tecnologias de bateria pesquisadas foram a de fosfato de lítio-ferro (LiFePO₄ ou LFP) e a de gel, que estão disponíveis na maioria dos comercializadores. As baterias de iões de lítio são mais caras mas são mais eficientes, possuem maior durabilidade e são escaláveis para grandes capacidades de armazenamento energético.

O Anexo E apresenta uma lista com todas as ofertas de *kits* de autoconsumo PV e baterias utilizadas de comercializadores em Portugal para elaborar a Figura 4.1, Figura 4.2 e Figura 4.3.

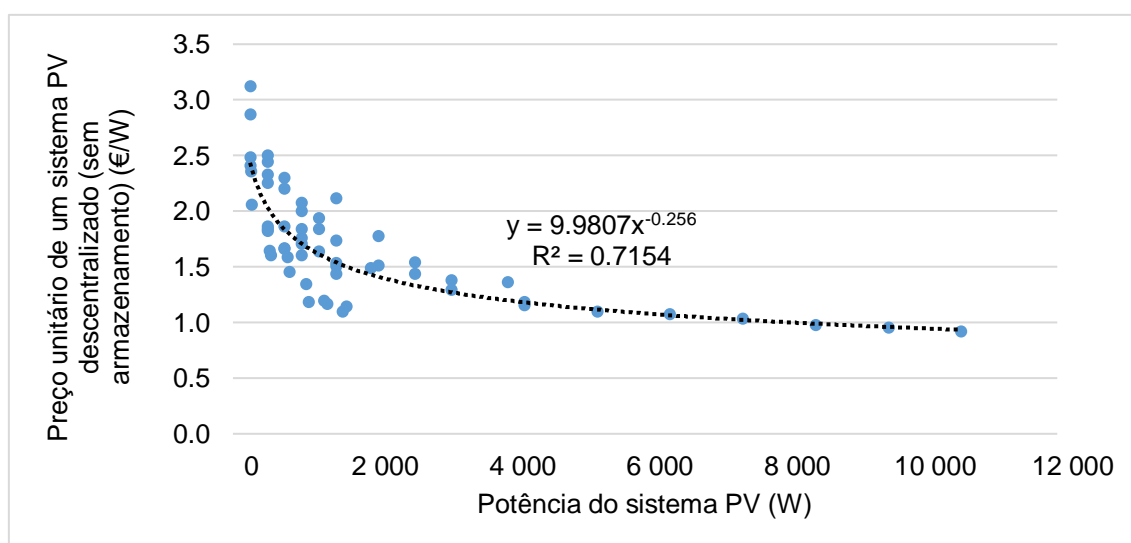


Figura 4.1 - Tendência de preço das ofertas de sistemas PV residenciais (sem baterias) em Portugal, 2018-2019

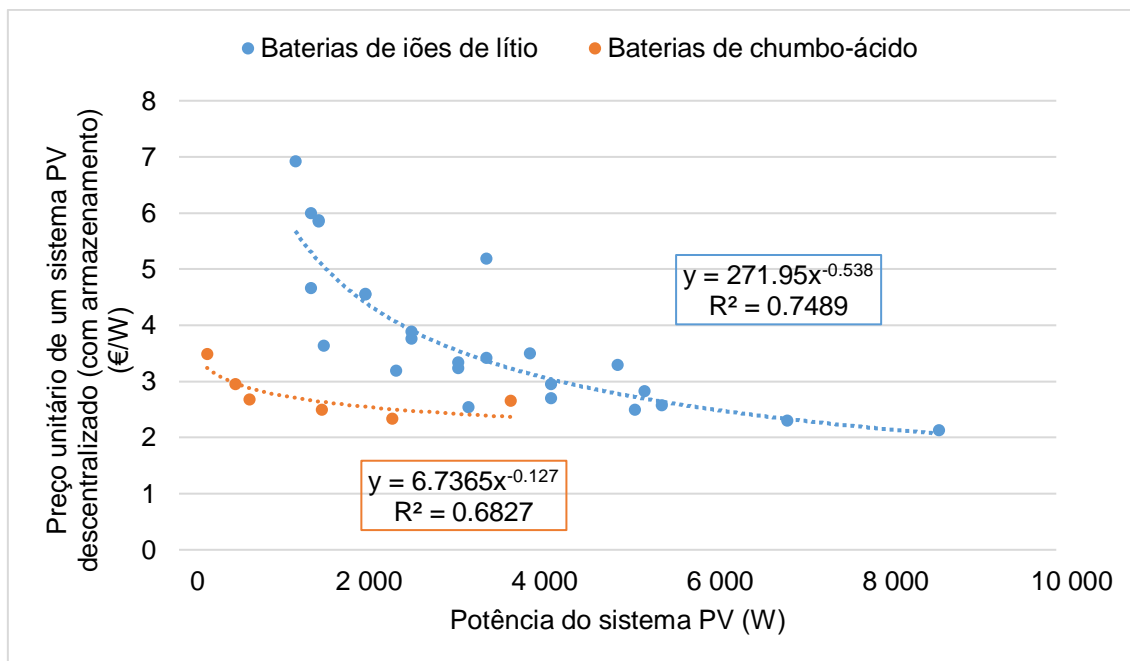


Figura 4.2 - Tendência de preço das ofertas de sistemas PV residenciais (com baterias de íões de lítio e chumbo-ácido) em Portugal, 2018-2019

Para fazer a substituição das baterias ao longo da vida útil da UPAC com armazenamento, pesquisou-se também o custo individual de 23 opções de baterias de íões de lítio e 17 opções de baterias de gel, como mostra a Figura 4.3. Para efeito de comparação, em 2016 o custo médio por capacidade energética das baterias de LFP variaram entre 200 USD/kWh e 840 USD/kWh, e das baterias de gel situaram-se entre 105 USD/kWh e 475 USD/kWh (IRENA, 2017).

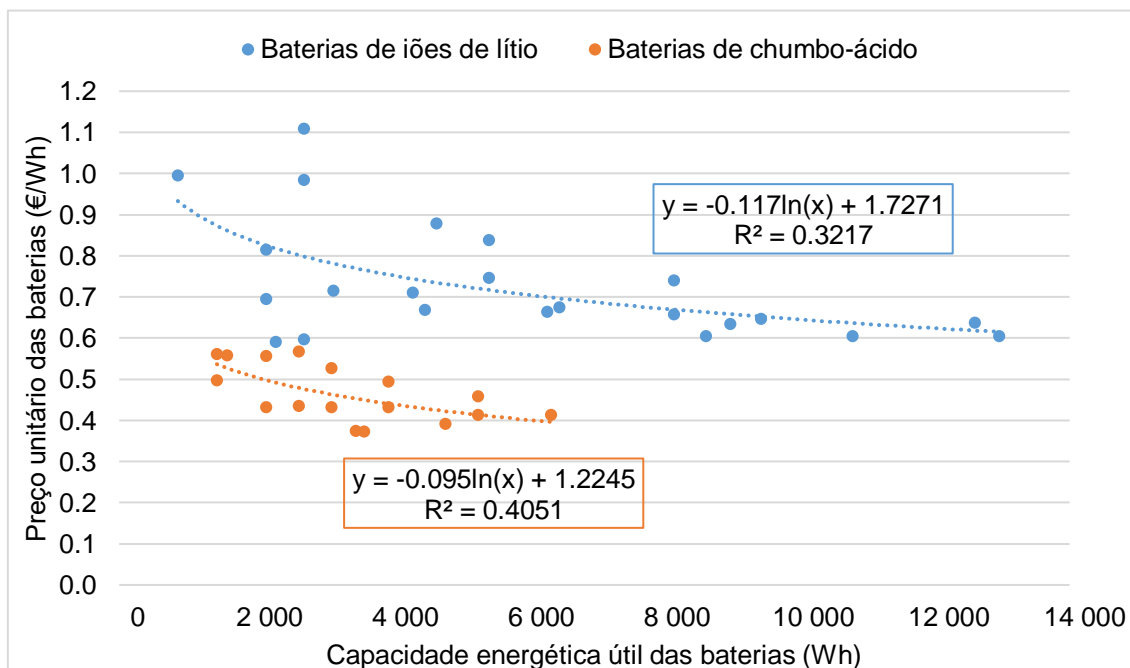


Figura 4.3 - Tendência de preço das ofertas de baterias de íões de lítio e chumbo-ácido em Portugal, 2018-2019

As tarifas de referência usadas para os consumidores domésticos e comerciais em Portugal podem ser verificadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Tarifas de venda a clientes finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) (sem IVA), 2019 (ERSE, 2018b)

Tarifas em BTN para potências de 3,45 kVA e 20,7 kVA			
Descrição		Preços (3,45 kVA)	Preços (20,7 kVA)
Potência (€/dia)		0,1645	0,9001
Energia ativa (€/kWh)	Simples	0,1557	0,1559
Energia ativa (€/kWh)	Horas fora de vazio	0,1875	0,1890
bi-horária	Horas de vazio	0,1024	0,1025

Para os consumidores industriais em território nacional, aplicou-se as tarifas discriminadas na Tabela 4.3 (não sendo considerado o pagamento de energia reativa).

Tabela 4.3 - Tarifa de venda a clientes finais em em MT (sem IVA), 2019 (ERSE, 2018b)

Tarifa em MT de longas utilizações		
Descrição		Preços
Termo tarifário fixo (€/dia)		1,5145
Potência em horas de ponta (€/kW.dia)		0,3316
Potência contratada (€/kW.dia)		0,0508
Horas de ponta		0,1382
Energia ativa	Horas cheias	0,1101
Períodos I, IV (€/kWh)	Horas de vazio normal	0,0777
	Horas de super vazio	0,0666
	Horas de ponta	0,1408
Energia ativa	Horas cheias	0,1124
Períodos II, III (€/kWh)	Horas de vazio normal	0,0791
	Horas de super vazio	0,0728

4.2.2 Consumidores domésticos

A. M. Porto e A. M. Lisboa: visão geral

Com um consumo anual de 2,8 MWh para a A. M. Porto e 2,1 MWh para a A. M. Lisboa, os consumidores residenciais destas áreas apresentam faturas médias de energia elétrica próximas de, respetivamente, € 600 e € 500. A Figura 4.4 mostra o diagrama de carga de um dia típico durante a semana, sendo notável o consumo mínimo entre as 4h e as 6h da manhã com um aumento até às 8h. O máximo local ocorre às 12h (ou 13h em Janeiro) e depois diminui até às 15h/16h, onde há um aumento até o pico máximo diário às 19h/20h (hora do jantar).

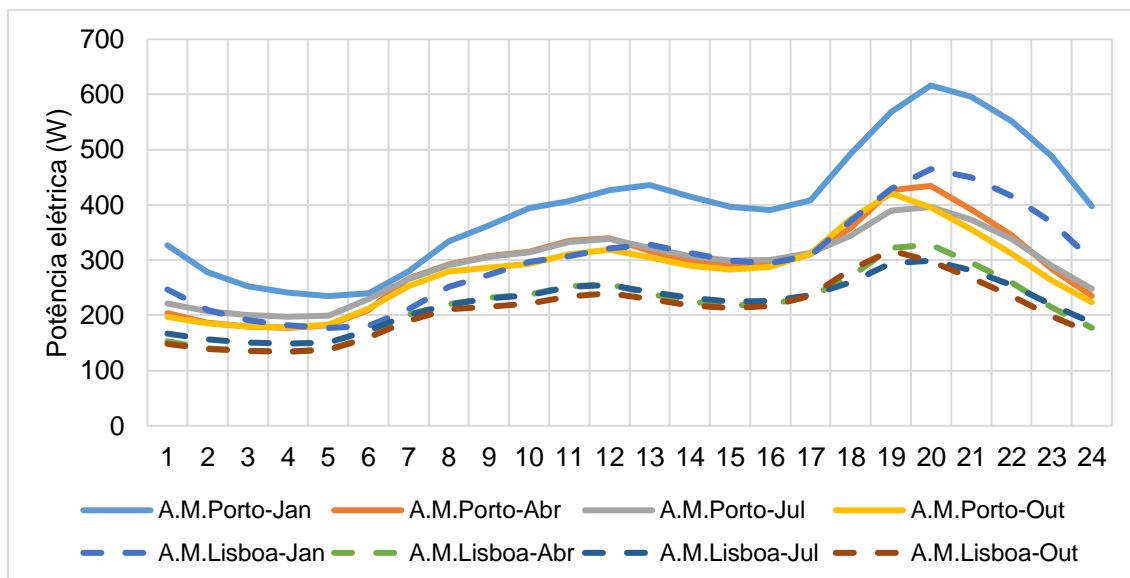


Figura 4.4 - Diagrama de carga de um cliente doméstico médio (dia útil) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)

Os consumos aos fins de semana e feriados apresentam um padrão de consumo semelhante ao dos dias úteis, como exibe a Figura 4.5. O consumo durante todo o dia é mais elevado, com destaque para o consumo ligeiramente inferior às 8h/9h e o máximo local mais acentuado das 12h/13h (o pico diário às 19h/20h é praticamente igual). O Anexo F reúne os perfis de consumo simplificados para *prosumers* domésticos em cada localidade analisada.

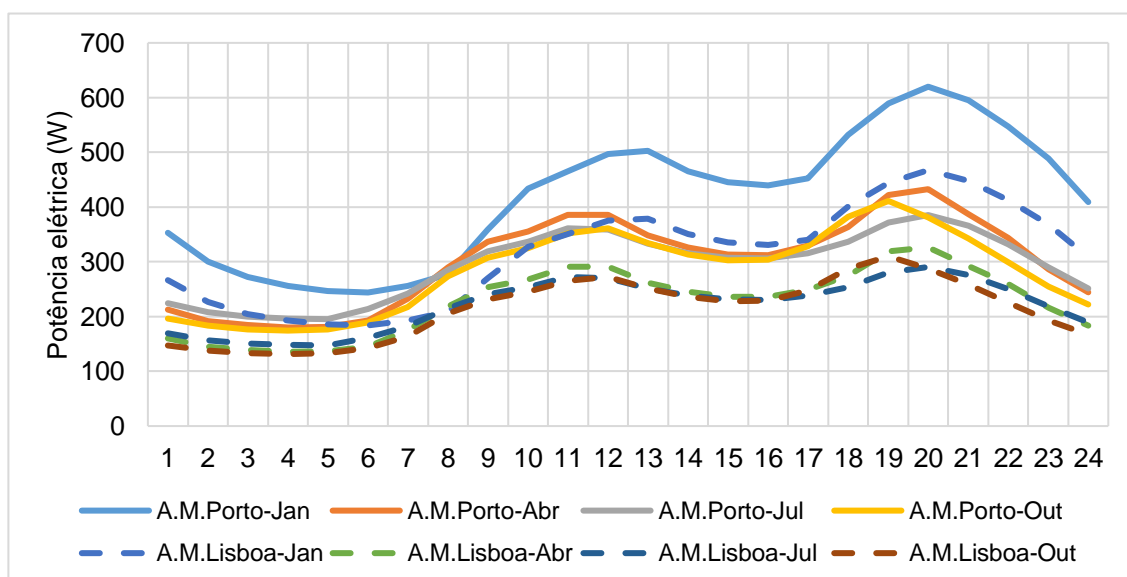


Figura 4.5 - Diagrama de carga de um cliente doméstico médio (fim de semana e feriados) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)

Segundo a Figura 4.6, o consumo mensal durante os meses de inverno (dezembro, janeiro e fevereiro) é mais pronunciado do que os restantes meses em função da necessidade utilizar

mais iluminação e aquecimento nas residências. O Anexo G engloba o consumo de energia elétrica mensal de *prosumers* domésticos em cada localidade avaliada.

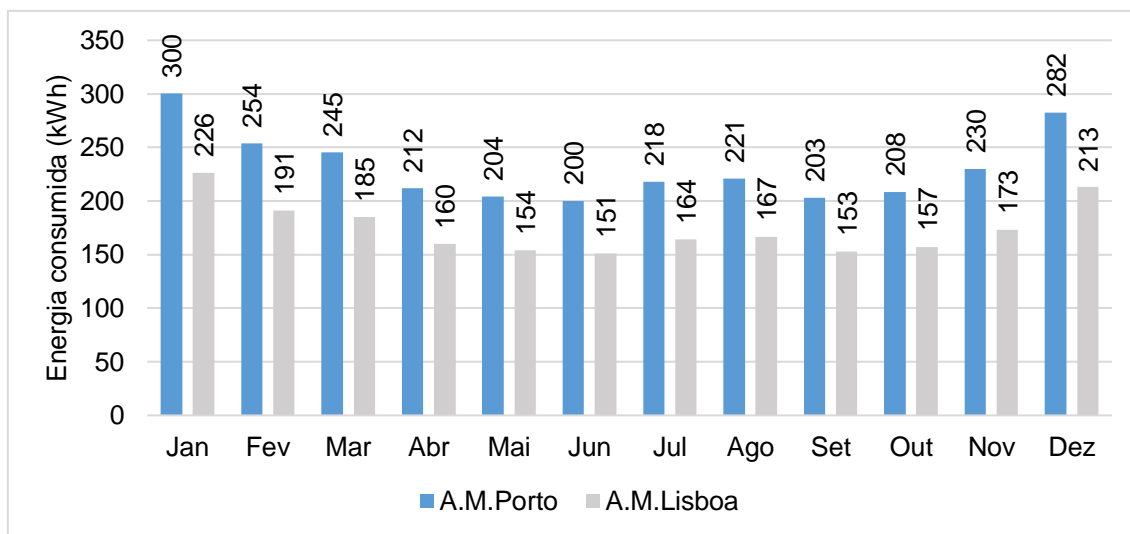


Figura 4.6 - Energia consumida mensalmente por um cliente doméstico médio – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)

A. M. Porto e A. M. Lisboa: viabilidade económica sem armazenamento

Na análise de viabilidade económica da UPAC, verificou-se a potência PV instalada que angariasse o maior benefício financeiro para o *prosumer* médio e uma recuperação mais rápida de seu investimento. Sendo assim, a Figura 4.7 e Figura 4.8 abreviam este estudo com ênfase nos resultados da TIR, PRI e o custo nivelado de energia (LCOE) para os 25 anos de funcionamento da instalação.

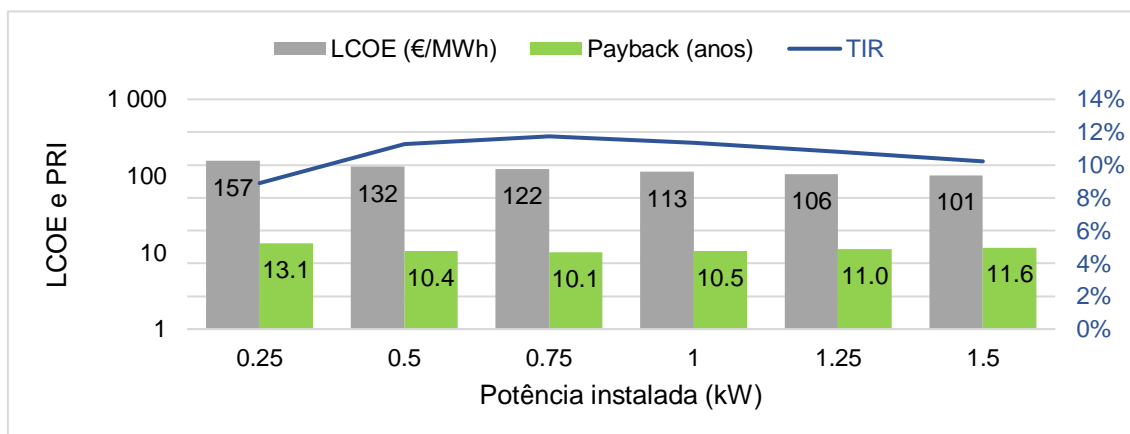


Figura 4.7 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa simples) – A. M. Porto

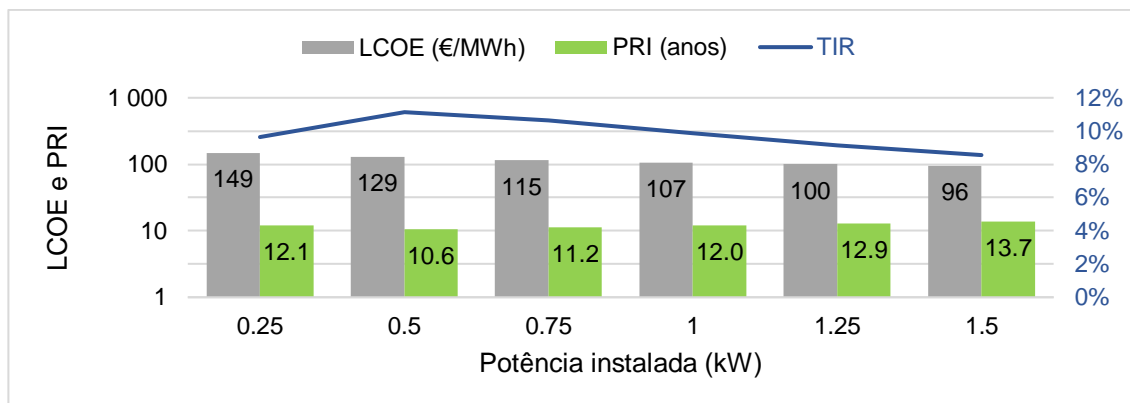


Figura 4.8 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa simples) – A. M. Lisboa

Com base no critério da taxa interna de retorno mais elevada, a capacidade ótima do sistema PV é de 750 Wp para a A. M. Porto e 500 Wp para a A. M. Lisboa. Para faixas de investimento entre 1 k€ e 1,6 k€ (cerca de 2,2 €/Wp com IVA e custo financeiro incluídos) e uma tarifa de eletricidade simples, geraram-se VAL entre 1,1 k€ e 1,8 k€, TIR entre 11% e 12%, períodos de retorno de investimento um pouco acima de 10 anos e custo nivelado de energia de aproximadamente 125 €/MWh. Para o primeiro ano, obteve-se índices de autoconsumo e autossuficiência acima de 90% e 33% respetivamente, como mostram os perfis da Figura 4.9 e Figura 4.10.

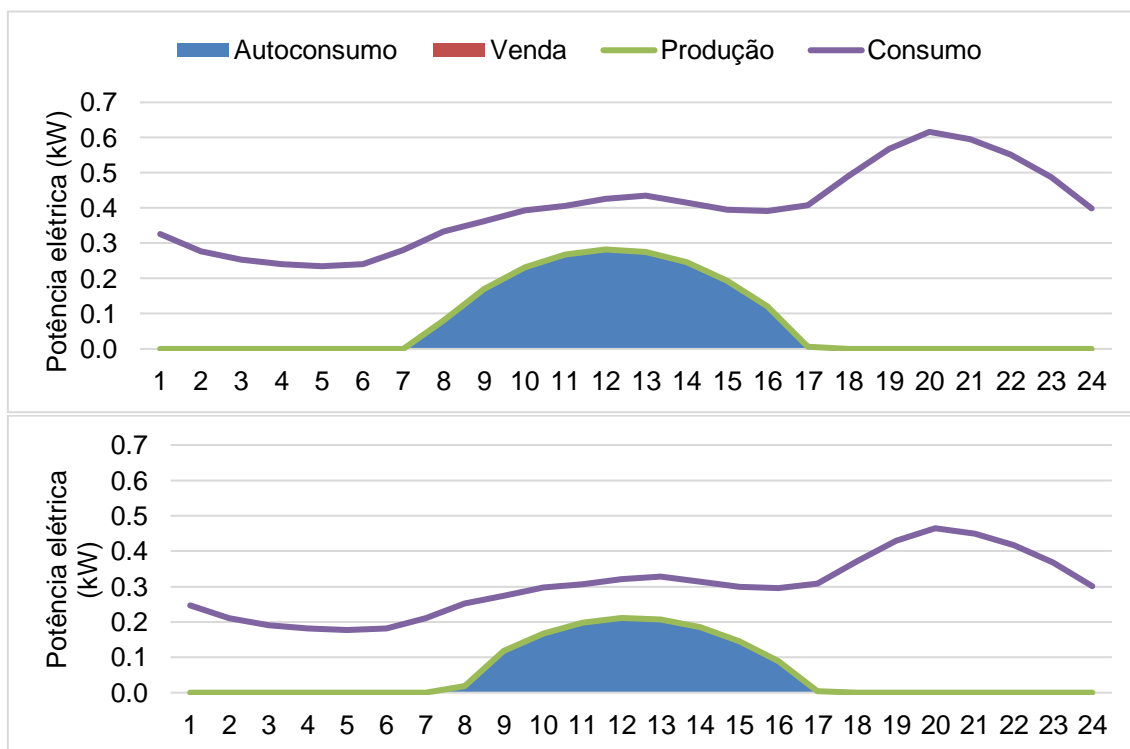


Figura 4.9 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um *prosumer* residencial médio em janeiro (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a)

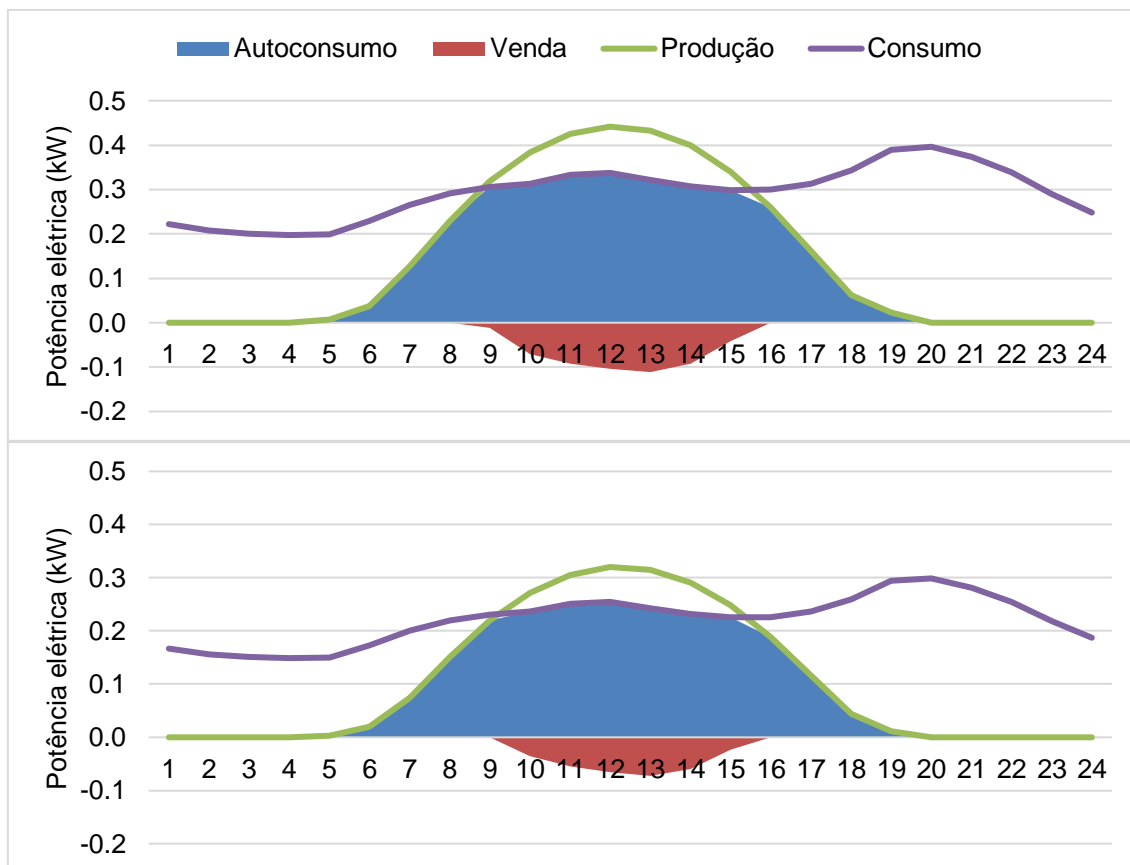


Figura 4.10 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um *prosumer* residencial médio em julho (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a)

A disparidade entre os picos de consumo e produção no inverno e verão, respetivamente, faz com que seja necessário ponderar o desempenho do sistema ao longo do ano para maximizar os indicadores financeiros, ou seja, elevar a taxa de autoconsumo anual mesmo que haja mais venda de energia elétrica durante alguns meses. O Anexo H apresenta os perfis de autoconsumo e venda dos *prosumers* domésticos para as regiões em comum de cada tipologia (A. M. Porto, Região de Coimbra e A. M. Lisboa), bem como um resumo da avaliação económica dos pontos ótimos de projeto sem e com armazenamento.

A. M. Porto e A. M. Lisboa: análise de sensibilidade

A introdução de um banco de baterias proporciona um maior grau de flexibilidade ao consumidor, potencializando o autoconsumo principalmente em períodos em que não há produção a partir dos módulos fotovoltaicos. Entretanto, o custo elevado dos sistemas com baterias inviabiliza o investimento sem uma redução ou incentivo para tornar as UPAC com acumulação de energia elétrica mais competitivas. Como exemplo, a Tabela 4.4 relaciona os indicadores de desempenho de sistemas com baterias de LFP e gel comparado com o mesmo sistema sem armazenamento.

Tabela 4.4 – Comparação de indicadores para UPAC de 750 Wp na A. M. Porto e 500 Wp na A. M. Lisboa, respetivamente, sem e com armazenamento de 1 kWh (baterias de LFP e gel)

Região	UPAC	Invest. Ini. (€) ^a	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)	Autoc. (%) ^b	Autos. (%) ^b
A. M. Porto	s/ armazen.	1 592	1 746	11,7	10,1	122	90,7	34,9
	bateria LFP	5 984	-4 494	-5,3	-	528	91,5	38,5
	bateria gel	2 493	-844	0,6	-	298	91,5	38,5
A. M. Lisboa	s/ armazen.	1 188	1 184	11,1	10,6	129	92,7	33,4
	bateria LFP	4 761	-4 048	-7,6	-	608	93,1	36,0
	bateria gel	1 712	-977	-2,3	-	334	93,1	36,0

Nota: a. inclui IVA e custo financeiro; b. rácios só para 1º ano.

Tendo como referência os custos de investimento unitário da Figura 4.1 e Figura 4.2, há uma diferença significativa entre os montantes desembolsados para instalar um sistema PV sem e com armazenamento. Nesta condição, os sistemas com baterias não são viáveis já que o investidor não consegue recuperar o capital investido durante a vida útil da UPAC, para além do VAL e/ou TIR negativos. Percebe-se, ainda, que o custo para produzir energia elétrica fica entre 2 a 4 vezes mais caro, respetivamente, com a instalação de sistemas com baterias de gel e LFP comparado com a alternativa sem armazenamento. Os ganhos com autoconsumo e autossuficiência são marginais.

Para perceber o impacto que algumas variáveis têm nos valores da Tabela 4.4, realizou-se uma análise de sensibilidade ao montante de investimento inicial (Tabela 4.5), ao VAL, TIR, PRI e LCOE ao custo das baterias de iões de lítio e chumbo-ácido (Tabela 4.6), à capacidade do sistema PV com armazenamento - que inclui a variação dos rácios de autoconsumo e autossuficiência (Tabela 4.7), à opção tarifária de simples para bi-horária (residencial/comercial) e ao custo do financiamento (Tabela 4.8).

Tabela 4.5 – Análise de sensibilidade efetuada ao valor do investimento de sistemas PV com 750 Wp (A. M. Porto) e 500 Wp (A. M. Lisboa) sem armazenamento

Região	Valor do invest.	Investim. inicial (€)	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)
A. M. Porto	-30%	1 114	2 223 (+27%)	17	6,9 (-32%)	92 (-25%)
	-20%	1 273	2 064 (+18%)	14,8	7,9 (-22%)	102 (-16%)
	-10%	1 433	1 905 (+9%)	13,1	9 (-11%)	112 (-8%)
	Referência	1 592	1 746	11,7	10,1	122
	+10%	1 751	1 586 (-9%)	10,6	11,2 (+11%)	132 (+8%)
	+20%	1 910	1 427 (-18%)	9,5	12,3 (+22%)	142 (+16%)
	+30%	2 069	1 268 (-27%)	8,6	13,5 (+34%)	152 (+25%)
A. M. Lisboa	-30%	831	1 540 (+30%)	16,2	7,2 (-32%)	97 (-25%)
	-20%	950	1 421 (+20%)	14,1	8,3 (-22%)	108 (-16%)
	-10%	1 069	1 302 (+10%)	12,5	9,5 (-10%)	118 (-9%)
	Referência	1 188	1 184	11,1	10,6	129
	+10%	1 307	1 065 (-10%)	10	11,8 (+11%)	140 (+9%)
	+20%	1 425	946 (-20%)	9	13 (+23%)	150 (+16%)
	+20%	1 544	827 (-30%)	8,1	14,3 (+35%)	161 (+25%)

Tabela 4.6 – Análise de sensibilidade efetuada ao custo dos sistemas PV com 750 Wp e baterias de LFP e gel de 1 kWh

Tipo de bateria	Custo das baterias	Investim. inicial (€)	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)
LFP	-50%	3 013	-442 (-90%)	2,6	-	270 (-49%)
	-30%	4 201	-2 063 (-54%)	-1,2	-	374 (-29%)
	-10%	5 390	-3 683 (-18%)	-4,1	-	477 (-10%)
	Referência ^a	5 984	-4 494	-5,3	-	528
	+10%	6 578	-5 304 (+18%)	-6,5	-	580 (+10%)
	+30%	7 767	-6 925 (+54%)	-8,8	-	683 (+29%)
	+50%	8 956	-8 545 (+90%)	-11	-	786 (+49%)
Gel	-50%	1 758	604 (-172%)	6,9	16,8	205 (-31%)
	-30%	2 052	25 (-103%)	4,1	24	242 (-19%)
	-10%	2 346	-554 (-34%)	1,7	-	279 (-6%)
	Referência ^a	2 493	-844	0,6	-	298
	+10%	2 640	-1 133 (+34%)	-0,4	-	317 (+6%)
	+30%	2 935	-1 712 (+103%)	-2,5	-	354 (+19%)
	+50%	3 229	-2 291 (+171%)	-4,4	-	391 (+31%)

Nota: a. análise efetuada para A. M. Porto (resultados semelhantes para A. M. Lisboa)

Tabela 4.7 – Análise de sensibilidade efetuada à capacidade do sistema PV com armazenamento

Potência PV (kW)	Cap. bat. (kWh)	Investim. inicial (€)	VAL (€)	TIR (%)	LCOE (€/MWh)	AC ^d (%)	AS ^e (%)
0,75 ^a	1 ^c	5 984	-4 494	-5,3	528	91,5	38,5
	2	6 209 (+4%)	-5 199 (+16%)	-7,3	574 (+9%)	91,5	38,5
	3	6 434 (+8%)	-5 871 (+31%)	-9,3	617 (+17%)	91,5	38,5
1,5 ^a	1	8 439 (+41%)	-5 634 (+25%)	-3,5	364 (-31%)	61,8	54,5
	2	8 663 (+45%)	-5 509 (+23%)	-3,0	387 (-27%)	64,7	63,1
	3	8 888 (+49%)	-5 575 (+24%)	-3,0	408 (-23%)	66,1	69,7
0,75 ^b	1 ^c	2 493	-843	0,6	298	91,5	38,5
	2	2 606 (+5%)	-1 768 (+110%)	-4,0	358 (+20%)	91,5	38,5
	3	2 718 (+9%)	-2 606 (+209%)	-9,4	413 (+39%)	91,5	38,5
1,5 ^b	1	4 532 (+82%)	-1 577(+87%)	0,7	232 (-22%)	61,3	53,3
	2	4 645 (+86%)	-1 748 (+107%)	0,4	262 (-12%)	64,1	61,1
	3	4 757 (+91%)	-1 988 (+136%)	-0,1	289 (-3%)	65,8	67,5

Nota: Não há PRI durante a vida útil do sistema nesta análise; a. sistema com baterias de LFP; b. sistema com baterias de gel; c. referência: UPAC de 750 Wp (A. M. Porto); d. autoconsumo; e. autossuficiência

Tabela 4.8 – Análise de sensibilidade efetuada à opção tarifária e ao custo de financiamento da UPAC

Região	Financiamento	Opção tarifária	Investim. inicial (€)	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)
A. M. Porto	Com financiamento	Simples ^a	1 592	1 746	11,7	10,1	122
		Bi-horária	1 592	2 423 (+39%)	14,3	8,3 (-18%)	122
	Sem financiamento	Simples	1 415 (-11%)	1 921 (+10%)	13,3	8,9 (-12%)	111 (-9%)
		Bi-horária	1 415 (-11%)	2 599 (+49%)	16,1	7,3 (-28%)	111 (-9%)
A. M. Lisboa	Com financiamento	Simples ^a	1 188	1 184	11,1	10,6	129
		Bi-horária	1 188	1 680 (+42%)	13,7	8,6 (-19%)	129
	Sem financiamento	Simples	1 056 (-11%)	1 315 (+11%)	12,7	9,4 (-11%)	117 (-9%)
		Bi-horária	1 056 (-11%)	1 811 (+53%)	15,4	7,6 (-28%)	117 (-9%)

Nota: a. referência: UPAC de 750 Wp (A. M. Porto) e 500 Wp (A. M. Lisboa) sem armazenamento

Após a análise de sensibilidade ao VAL, TIR, PRI e LCOE, identificou-se que o parâmetro com maior influência na viabilidade económica dos sistemas PV com armazenamento está relacionado com o custo das baterias, cujos valores foram baseados na pesquisa de mercado. Para sistemas com baterias LFP, somente uma redução de 50% no custo das baterias confere um TIR positivo (2,6% comparado com o valor de referência de -5,3%), sendo que o VAL, ainda negativo, reduz em 90% e o LCOE cai para quase a metade. Para sistemas com baterias de gel, uma redução de 30% resulta em um VAL e TIR positivos e um PRI menor que a vida útil do sistema, embora muito elevado (24 anos). Verifica-se, de uma forma geral, que para os consumidores domésticos, as baterias de gel são a opção mais economicamente viável e apresentam resultados mais favoráveis.

Outro aspeto relevante é a potência instalada do sistema PV conjugada com a capacidade de acumulação das baterias. Para a potência de referência (0,75 kWp), observa-se que um aumento da capacidade do banco de baterias só agravou os indicadores económicos. Entretanto, ao aumentar a potência de base da instalação para 1,5 kWp, e admitindo uma capacidade energética de 2 kWh das baterias LFP, notou-se uma melhora na TIR (de -5,3% para -3%), uma redução de 27% no LCOE e uma autonomia energética superior com melhor aproveitamento das baterias (aumento do rácio de autossuficiência de 38,5% para 63,1%). Com uma maior quantidade de energia produzida, diminui-se o rácio de autoconsumo de 91,5% para 64,7%. Nesta análise (Tabela 4.7), as baterias de gel também apresentam resultados desfavoráveis mesmo sendo mais acessíveis.

Ao analisar um projeto de UPAC sem armazenamento pela ótica financeira, atinge-se resultados mais atraentes para o investidor. Um *prosumer* doméstico médio, na A. M. Porto ou na A. M. Lisboa, que faz um financiamento de um sistema PV e opta por mudar de tarifa simples para tarifa bi-horária, constatará um aumento de VAL na ordem de 40%, um valor de TIR de cerca de 14%, e redução do PRI de aproximadamente 2 anos. Se possuir capital para investir numa UPAC sem financiamento e mudar para a tarifa bi-horária, verificar-se-á um acréscimo próximo de 50% no VAL, valor de TIR ao redor de 16%, PRI perto de 7 anos e uma redução no LCOE de 9%.

O estudo de viabilidade económica para os sistemas PV com o ponto ótimo de armazenamento (em kWh) para as baterias de LFP e gel está sintetizado na Figura 4.11 à Figura 4.14. Nesta simulação, considerou-se uma redução de 50% no preço das baterias de iões de lítio e chumbo-ácido, uma vez que para *prosumers* residenciais o custo médio de referência de sistemas PV com baterias inviabiliza seu investimento. Escolheu-se a opção tarifária bi-horária, já que esta também favorece a atratividade do projeto para o consumidor, para além do financiamento integral do capital investido.

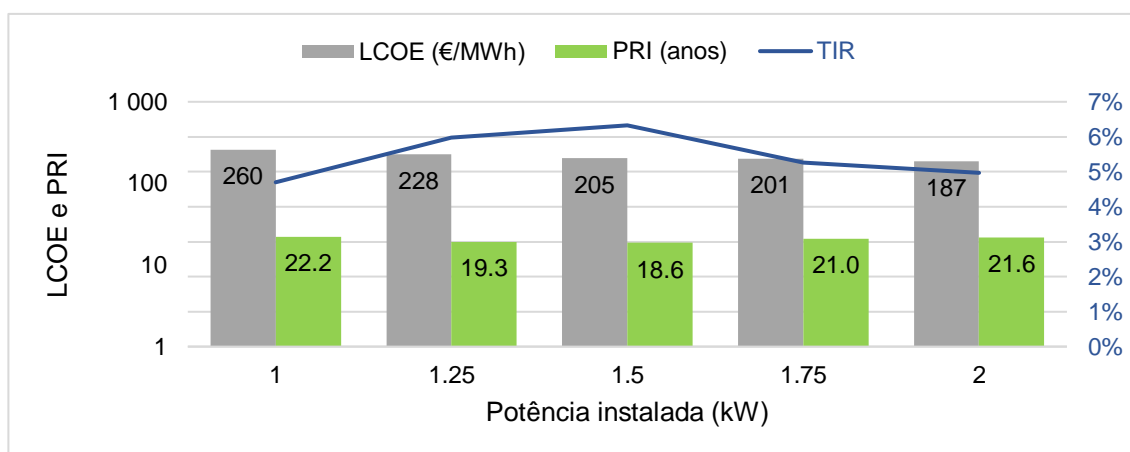


Figura 4.11 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 2,75 kWh (LFP) para um *prosumer* residencial médio – A. M. Porto

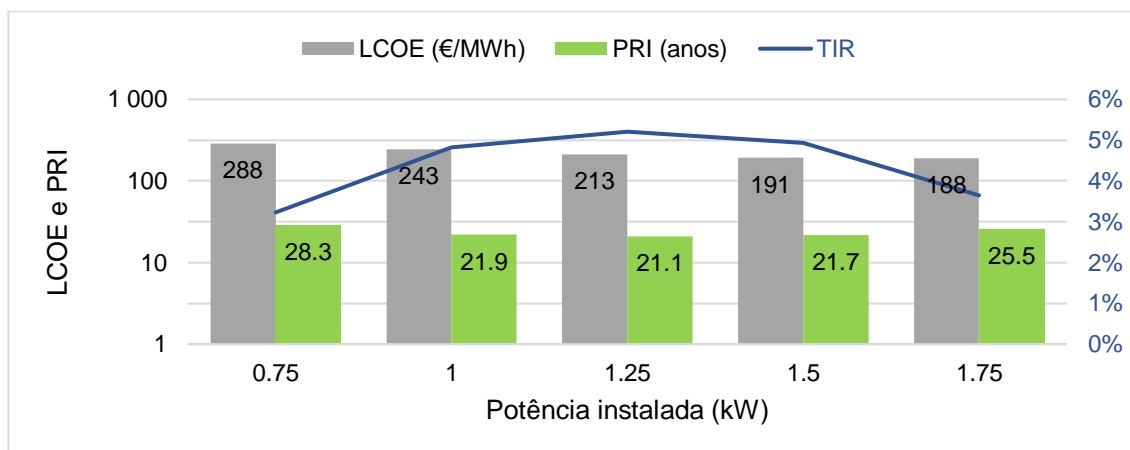


Figura 4.12 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 2,75 kWh (LFP) para um *prosumer* residencial médio – A. M. Lisboa

Para um sistema com potência ótima e armazenamento de LFP nas regiões metropolitanas, tem-se um investimento entre 4 k€ e 4,5 k€ (cerca de 3 €/Wp com IVA e custo financeiro incluídos), o que resulta numa TIR abaixo de 10% e PRI próximo de 20 anos. Para uma faixa de potência de cerca de 1,5 kWp, um aumento na capacidade do banco de baterias não seria aproveitado já que os painéis solares não seriam suficientes para efetuar o

carregamento adicional. Por outro lado, um aumento na potência instalada do sistema PV geraria retornos decrescentes, piorando os indicadores financeiros após 1,5 kWp – verificar-se-ia apenas uma melhora no rácio de autossuficiência e numa redução do LCOE.

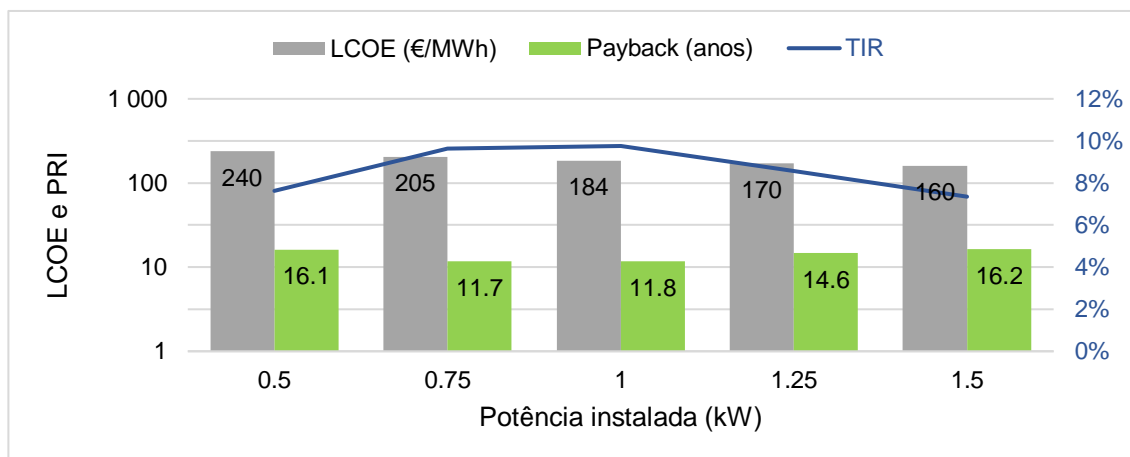


Figura 4.13 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* residencial médio – A. M. Porto

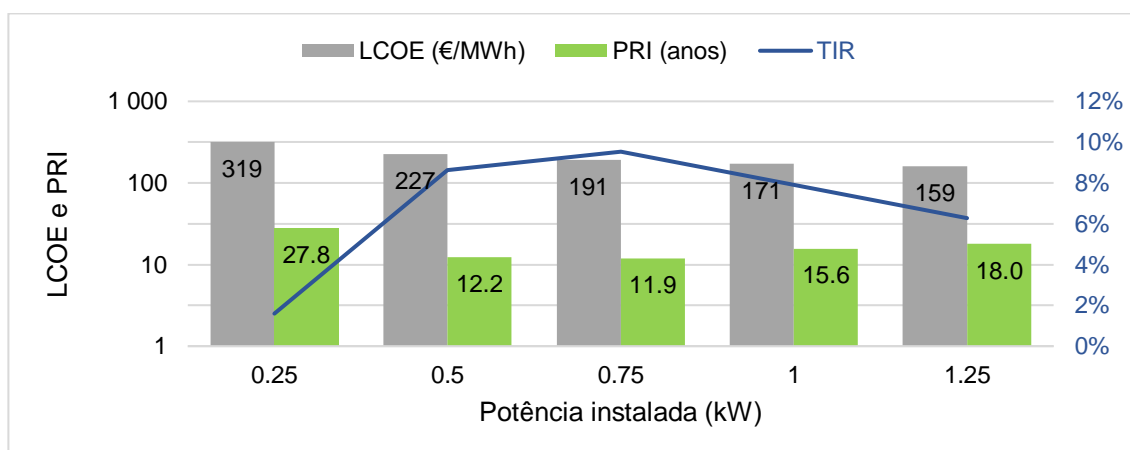


Figura 4.14 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* residencial médio – A. M. Lisboa

Para potências até 5 kWp, o investimento inferior dos sistemas PV com baterias de gel (Figura 4.2) traduz-se em valores mais atrativos para um investidor. Assim, uma UPAC de aproximadamente 1 kWp com capacidade de acumulação de energia elétrica de 1 kWh (investimento inicial ao redor de € 2 k€ ou 2,3 €/Wp) resulta numa TIR de quase 10%, VAL na ordem de 1,5 k€ e um PRI abaixo de 12 anos. Em função da menor eficiência de ciclo (carga e descarga) da bateria de chumbo-ácido, para além de ser necessário substituí-la cerca de 3 vezes durante o período de funcionamento do sistema PV, uma maior capacidade de armazenamento (> 1 kWh) reduz o benefício líquido para o *prosumer* em comparação com 1 kWh (capacidade mínima).

Nas condições correntes de mercado, o cenário mais realista para consumidores domésticos corresponde a uma instalação PV sem armazenamento, com tarifa bi-horária e financiamento. Um projeto nesta situação produz um VAL acima de 1,5 k€, assim como os indicadores ilustrados na Figura 4.15 e Figura 4.16.

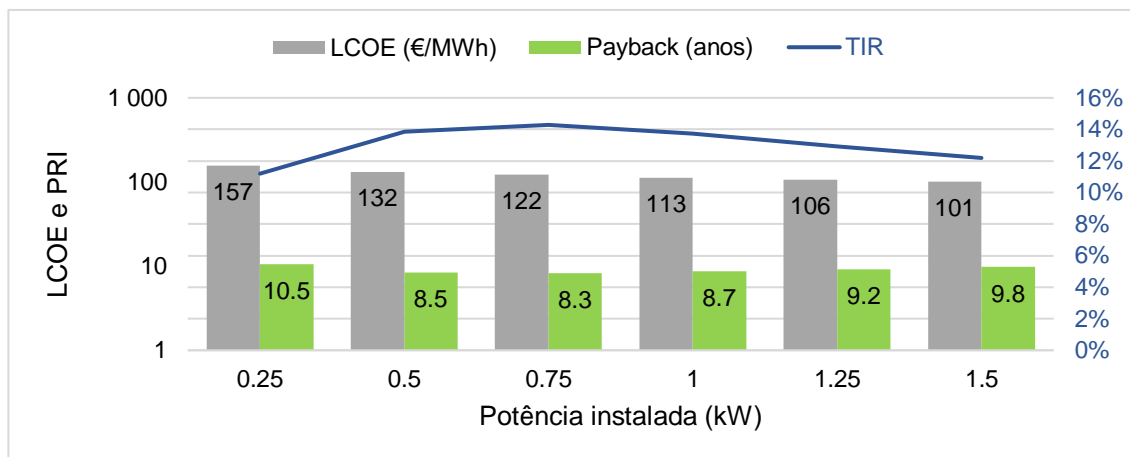


Figura 4.15 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa bi-horária) – A. M. Porto

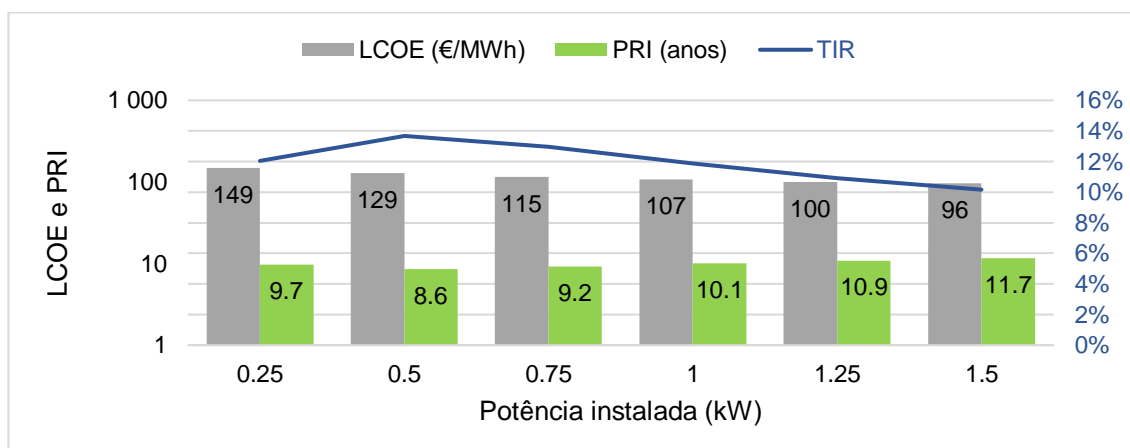


Figura 4.16 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa bi-horária) – A. M. Lisboa

Sistemas PV sem armazenamento e tarifa simples (demais consumidores domésticos)

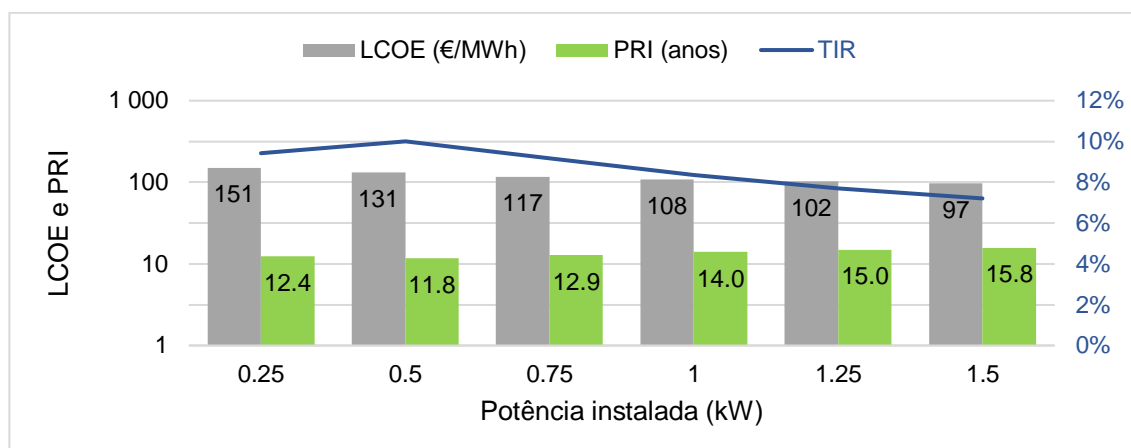


Figura 4.17 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa simples) – Trás-os-Montes

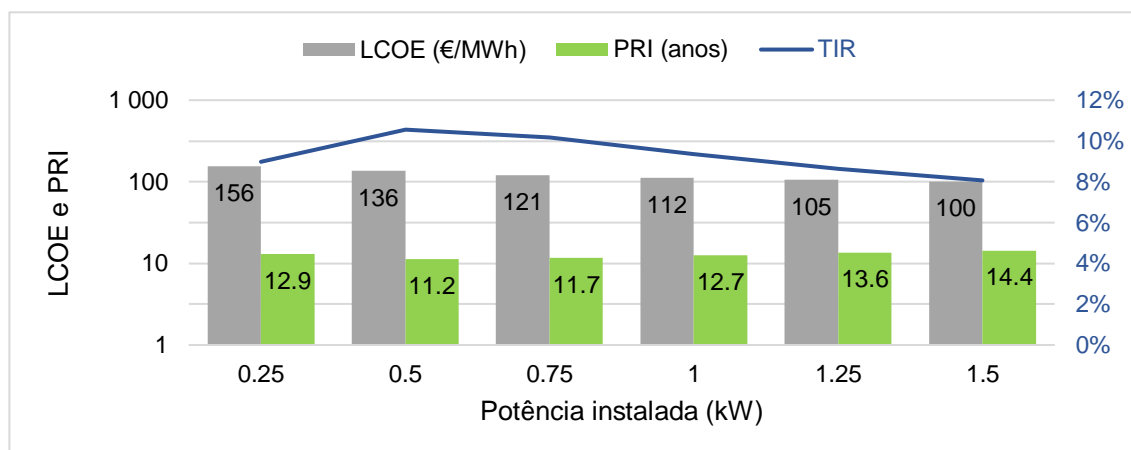


Figura 4.18 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa simples) – Região de Coimbra

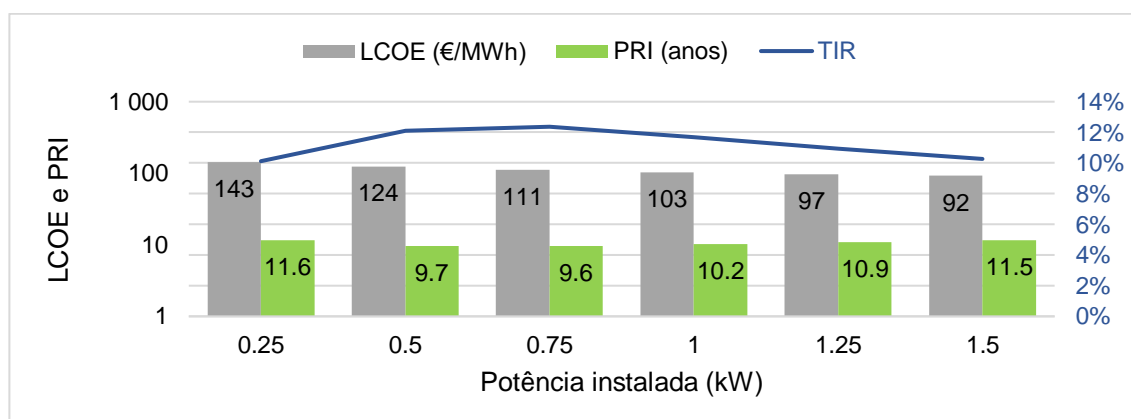


Figura 4.19 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa simples) – Alentejo Central

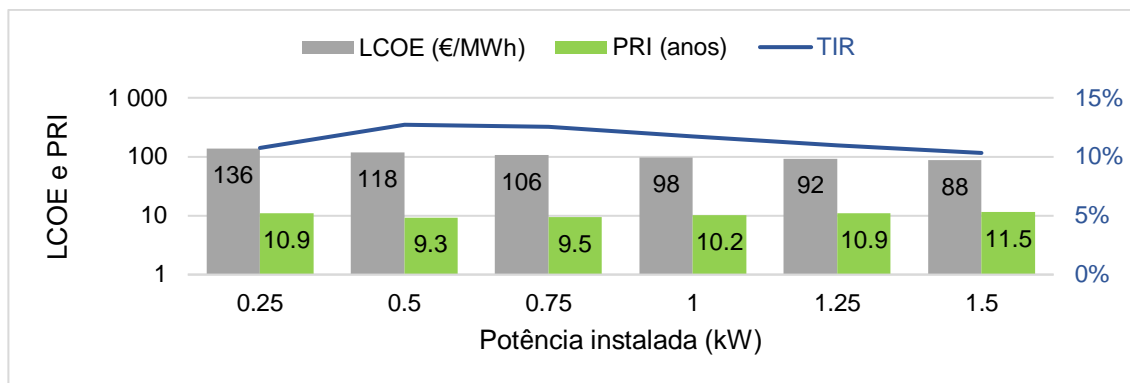


Figura 4.20 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa simples) – Algarve

Da Figura 4.17 à Figura 4.20, tem-se investimentos desde 1,1 k€ até 1,6 k€ para projetos com intervalos de TIR entre 10% e 13%, e PRI entre 9 e 12 anos nos pontos de potência ótima. A região do Algarve e Alentejo Central apresentam os menores custos nivelados de energia e VAL perto de 1,5 k€ até 2 k€, respetivamente. O rácio de autoconsumo varia entre 83% e 97%, enquanto o rácio de autossuficiência fica entre 32% e 39%.

Sistemas PV com armazenamento de LFP (com redução de 50% nos preços) e tarifa bi-horária (demais consumidores domésticos)

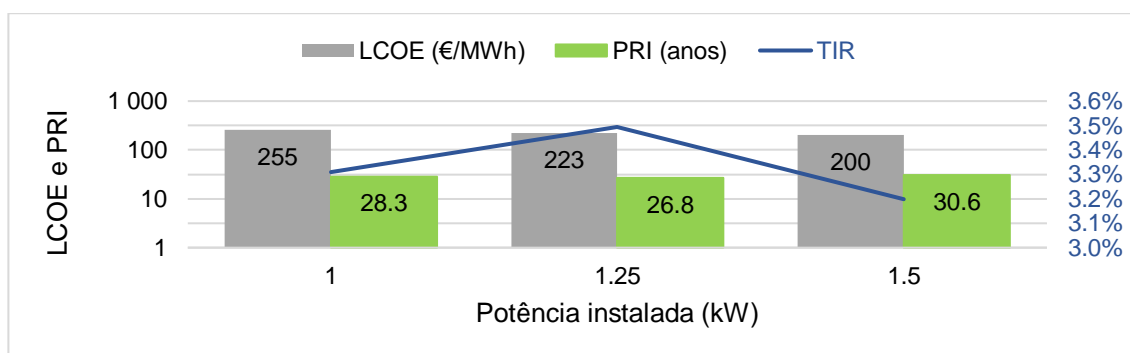


Figura 4.21 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 3 kWh (LFP) para um *prosumer* residencial médio – Trás-os-Montes

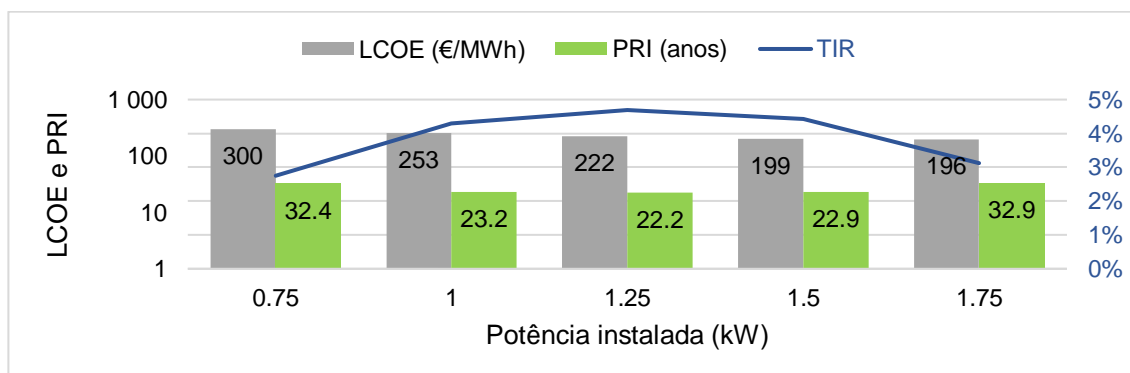


Figura 4.22 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 2,5 kWh (LFP) para um *prosumer* residencial médio – Região de Coimbra

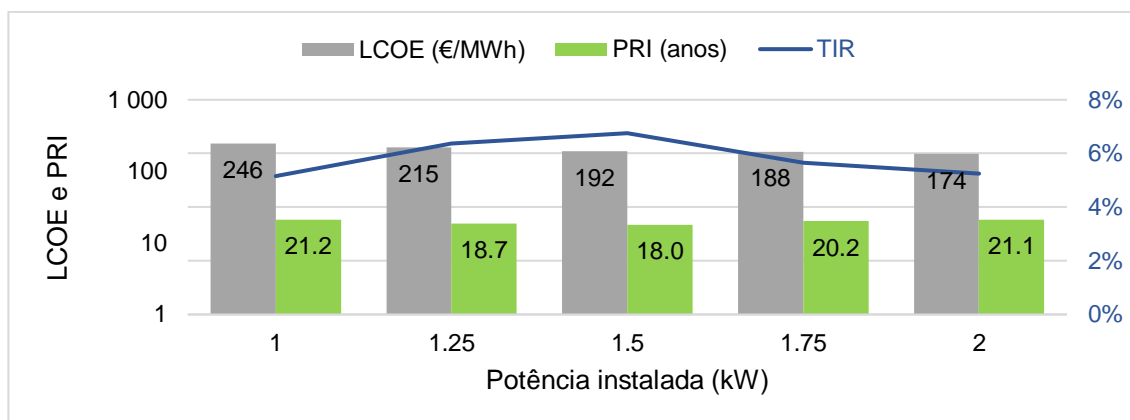


Figura 4.23 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 3,5 kWh (LFP) para um *prosumer* residencial médio – Alentejo Central

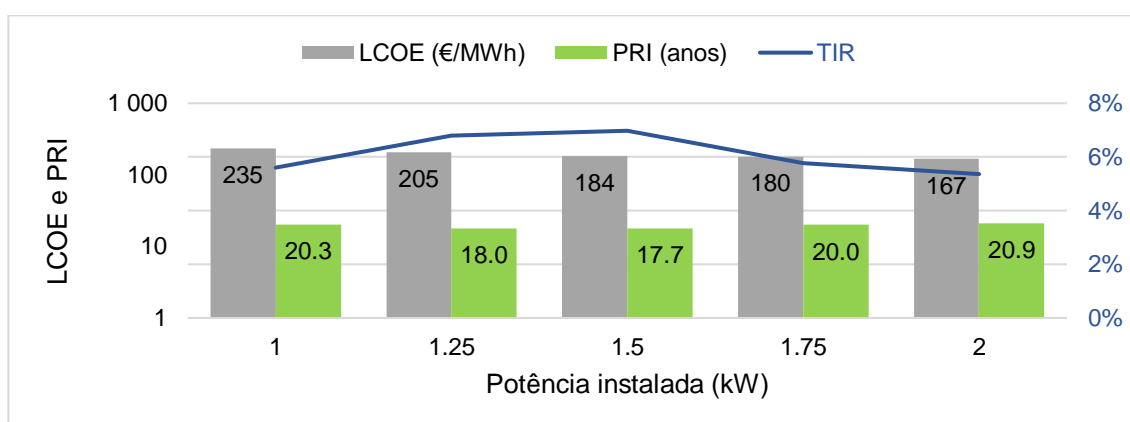


Figura 4.24 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 3,75 kWh (LFP) para um *prosumer* residencial médio – Algarve

Os resultados apresentados a partir da Figura 4.21 à Figura 4.24 representam os investimentos mais elevados em sistemas PV em função das baterias de iões de lítio. Com uma redução de 50% no preço das baterias, os montantes de investimento totalizam 4 k€ até 4,5 k€. Estas instalações têm intervalos de TIR entre 3,5% e 7%, e PRI próximos ou acima de 20 anos nos pontos de potência ótima. Verifica-se rácios de autoconsumo entre 52% e 86%, e maiores taxas de independência à rede elétrica, i.e. rácios de autossuficiência entre 76% e 84%.

Sistemas PV com armazenamento de gel (com redução de 50% nos preços) e tarifa bi-horária (demais consumidores domésticos)

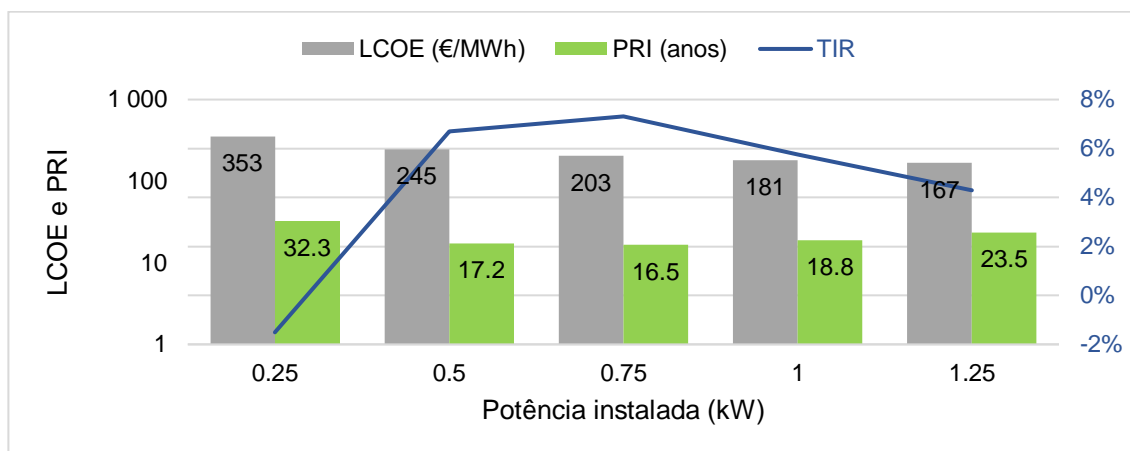


Figura 4.25 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1,25 kWh (gel) para um *prosumer* residencial médio – Trás-os-Montes

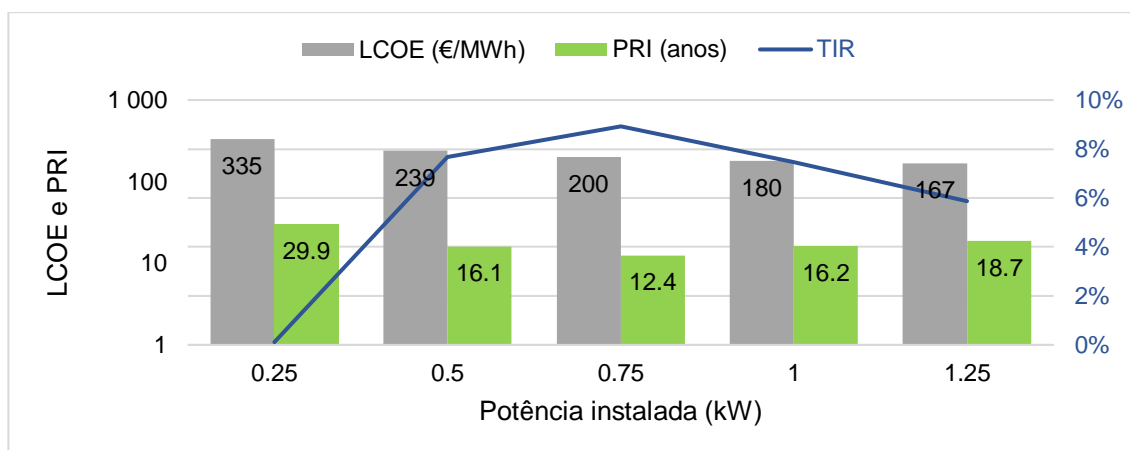


Figura 4.26 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* residencial médio – Região de Coimbra

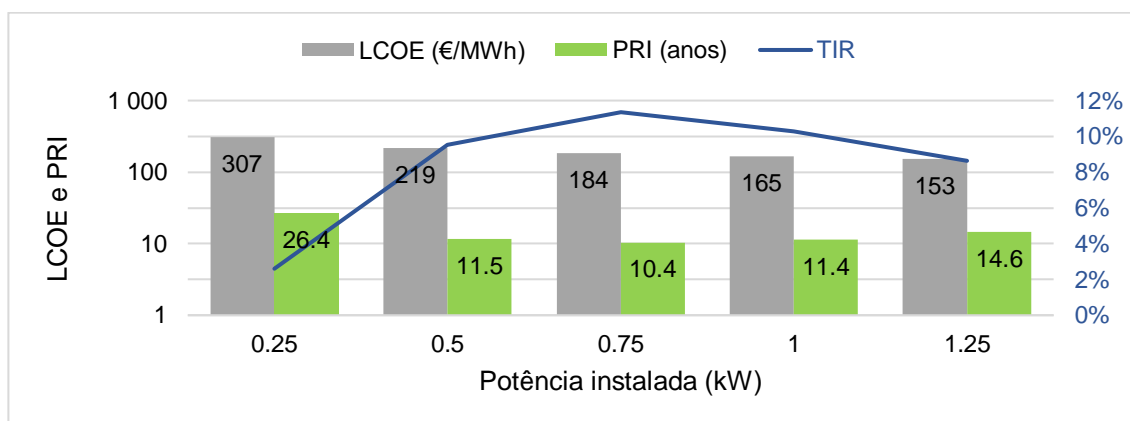


Figura 4.27 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* residencial médio – Alentejo Central

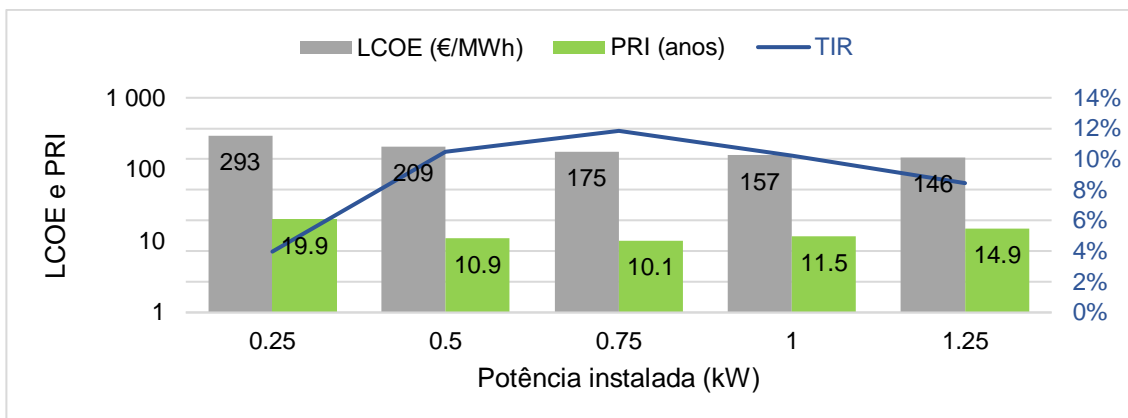


Figura 4.28 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* residencial médio – Algarve

As figuras apresentadas para os sistemas PV com armazenamento de gel para *prosumers* residenciais (Figura 4.25 à Figura 4.28) exibem resultados mais atrativos do que a alternativa de LFP. Para aplicações abaixo de 2 k€, implementa-se sistemas PV com potência ótima e acumulação energética que resultam em TIR entre 7% e 12%, e PRI entre 10 anos e 16 anos (Trás-os-Montes). Observa-se índices de autoconsumo entre 69% e 82%, e rácios de autossuficiência entre 45% e 57%.

Investimentos mais atrativos em sistemas PV (sem armazenamento e tarifa bi-horária) (demais consumidores domésticos)

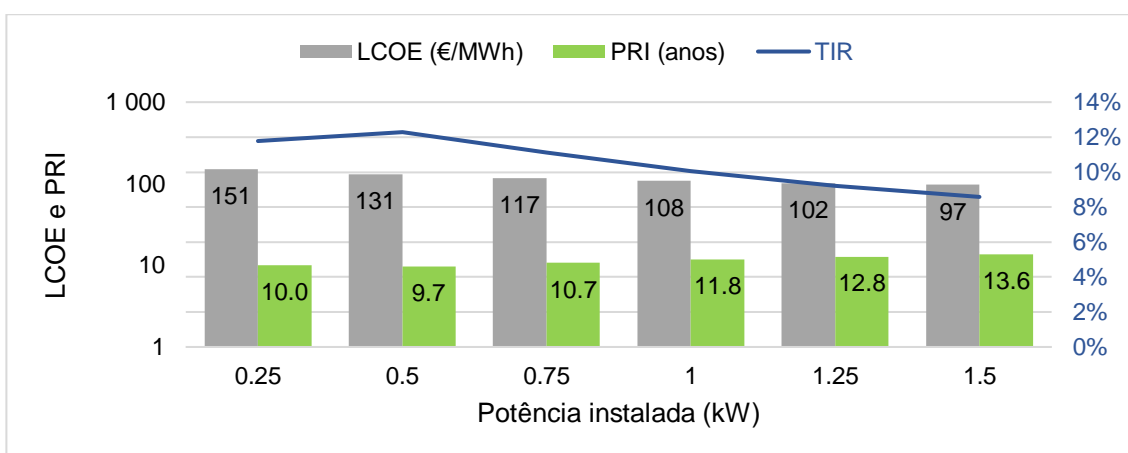


Figura 4.29 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa bi-horária) – Trás-os-Montes

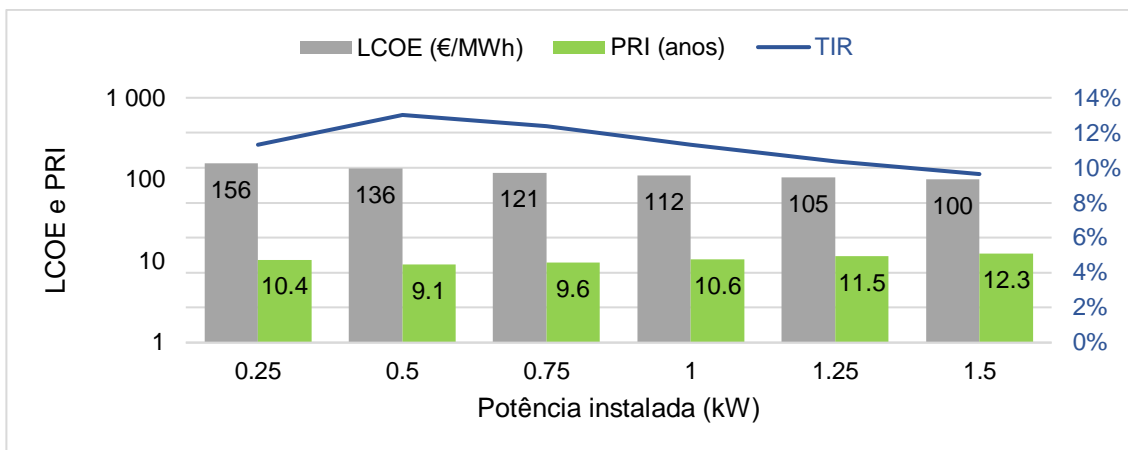


Figura 4.30 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa bi-horária) – Região de Coimbra

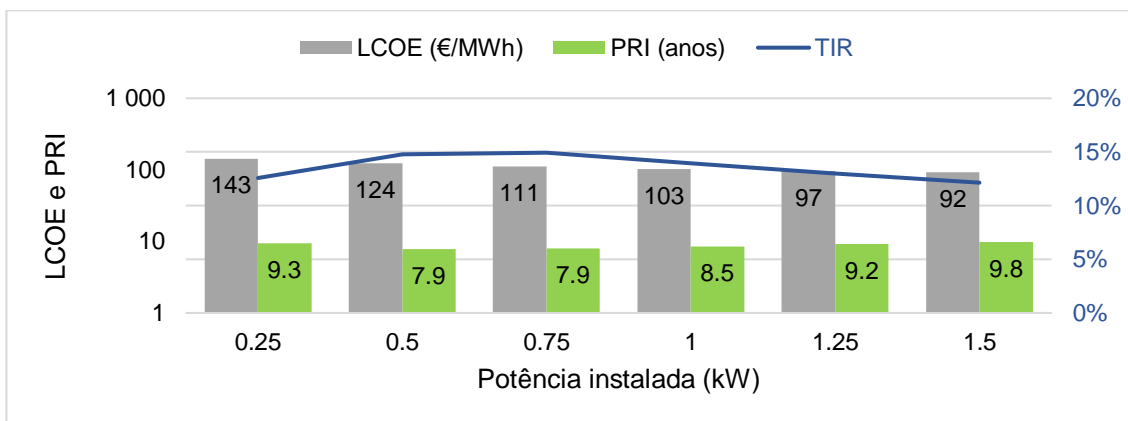


Figura 4.31 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa bi-horária) – Alentejo Central

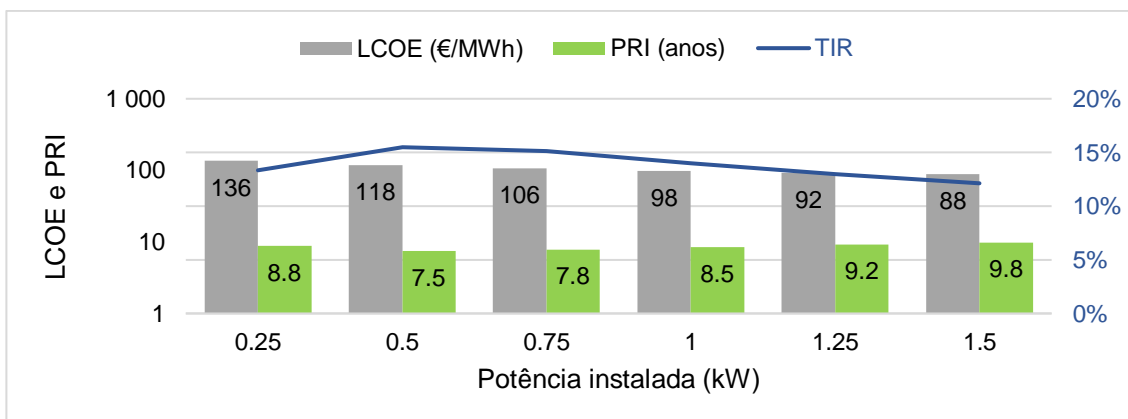


Figura 4.32 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* residencial médio (tarifa bi-horária) – Algarve

Realisticamente, os consumidores domésticos escolheriam as opções ilustradas da Figura 4.29 à Figura 4.32, com investimentos totais entre 1,1 k€ e 1,6 k€ para financiamentos de sistemas PV sem armazenamento e optando pela opção tarifária bi-horária. Nesta configuração,

alcança-se valores de TIR entre 12% e 16%, e PRI entre 10 e 7 anos nos pontos de potência ótima, com destaque para as regiões do Algarve e Alentejo Central.

4.2.3 Consumidores comerciais

A. M. Porto e A. M. Lisboa: visão geral

Com um consumo anual de 19 MWh e 21 MWh, respetivamente, os consumidores comerciais da A. M. Porto e A. M. Lisboa apresentam uma fatura média de energia elétrica entre 4 k€ e 5 k€. A Figura 4.33 mostra o diagrama de carga de um dia típico durante a semana, sendo notável o aumento do consumo a partir das 6h da manhã até atingir o pico máximo às 11h/12h. Após este horário há uma quebra no consumo para o horário de almoço, estabilizando-se das 14h até aproximadamente às 18h.

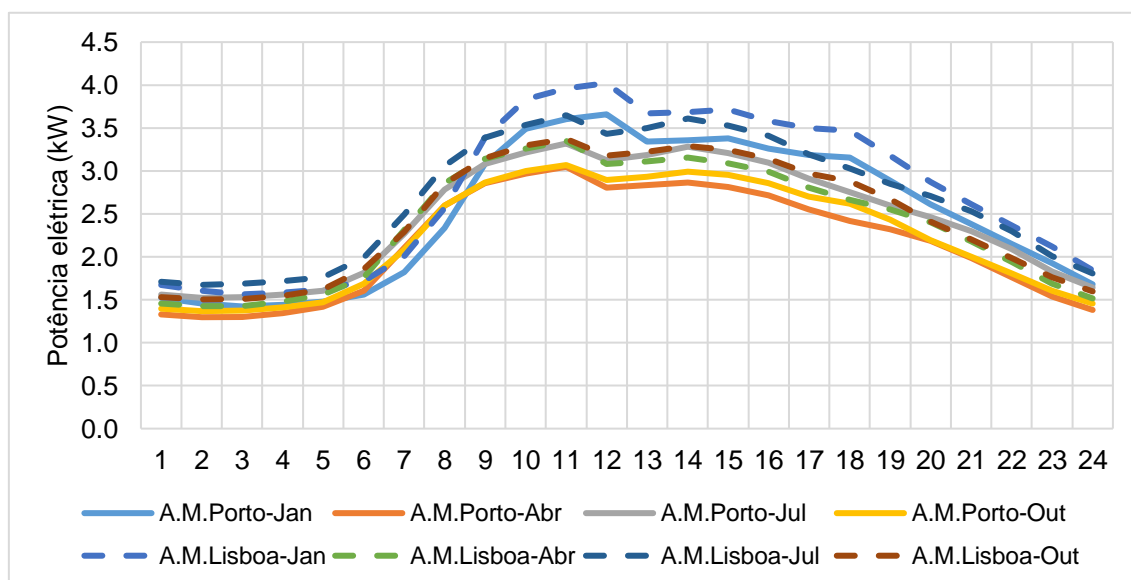


Figura 4.33 - Diagrama de carga de um cliente comercial médio (dia útil) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)

Os consumos aos fins de semana e feriados apresentam um consumo com menor intensidade do que durante a semana, chegando ao pico máximo diário às 11h/12h e tendendo a diminuir até chegar num novo máximo local às 18h-20h com diferentes amplitudes de consumo, a depender da estação do ano (Figura 4.34). O Anexo F contém os perfis de consumo simplificados para *prosumers* comerciais em cada localidade estudada.

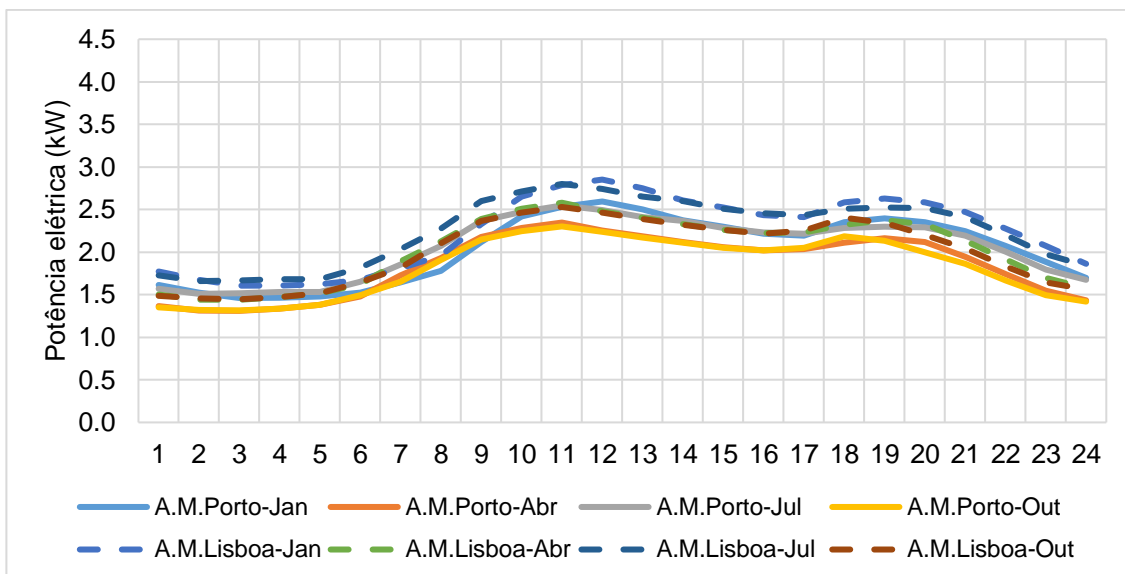


Figura 4.34 - Diagrama de carga de um cliente comercial médio (fim de semana e feriado) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)

Segundo a Figura 4.35, o consumo mensal durante os meses de inverno (principalmente dezembro e janeiro) e verão (com destaque para julho e agosto) é mais pronunciado do que os restantes meses. O Anexo G inclui o consumo de energia elétrica mensal de *prosumers* comerciais em cada localidade explorada.

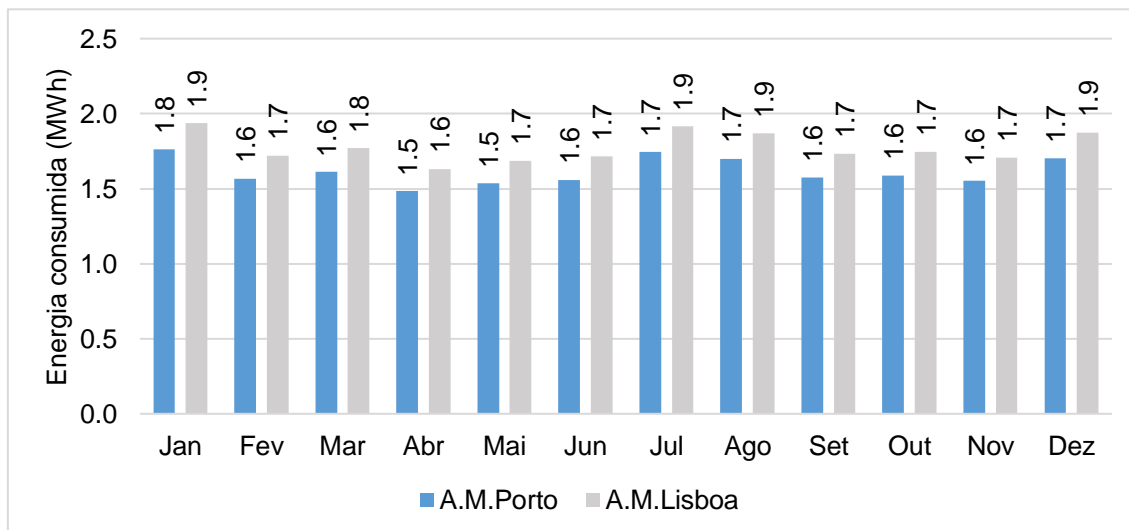


Figura 4.35 - Energia consumida mensalmente por um cliente comercial médio – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)

A. M. Porto e A. M. Lisboa: viabilidade económica sem armazenamento

Na análise de viabilidade económica da UPAC, verificou-se a potência PV instalada que angariasse o maior benefício financeiro para o *prosumer* médio e uma recuperação mais rápida de seu investimento. Sendo assim, a Figura 4.36 e Figura 4.37 consolidam este estudo com ênfase nos resultados da TIR, PRI e o LCOE para os 25 anos de funcionamento da instalação.

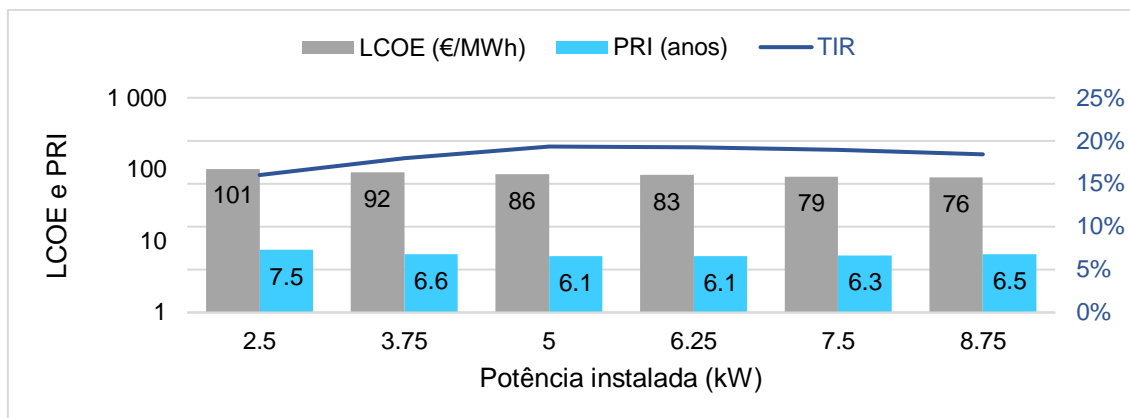


Figura 4.36 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa simples) – A. M. Porto

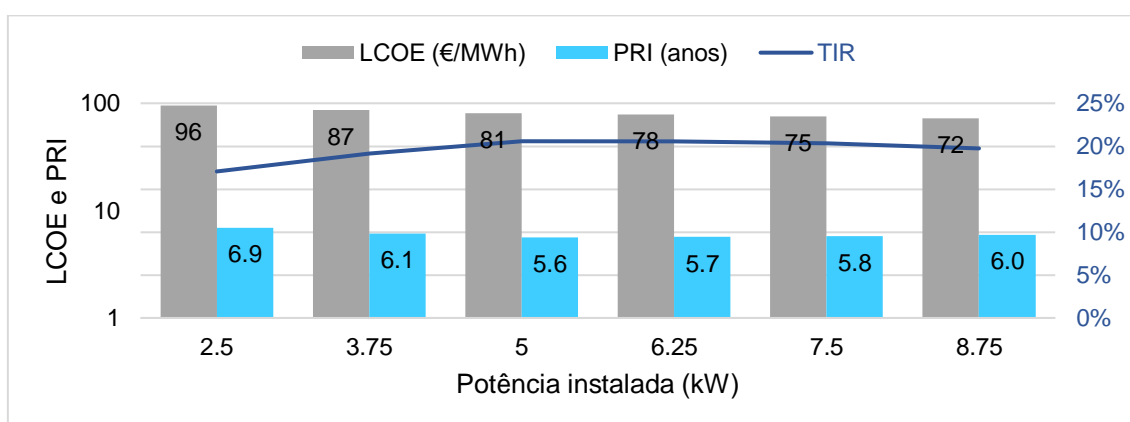


Figura 4.37 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa simples) – A. M. Lisboa

Com base no critério da máxima TIR, a capacidade ótima do sistema PV é de 5 kWp para a A. M. Porto e A. M. Lisboa. Nesta condição, o investimento necessário para instalar os sistemas é na ordem de 6,5 k€ (1,3 €/Wp com IVA e custo financeiro incluídos), sendo que numa opção tarifária simples gera-se um VAL entre 16 k€ e 18 k€, TIR perto de 20%, PRI ao redor de 6 anos e LCOE inferior à 90 €/MWh. Para o primeiro ano, obteve-se rácios de autoconsumo e autossuficiência 100% e 34% respetivamente, como mostram os perfis da Figura 4.38 e Figura 4.39.

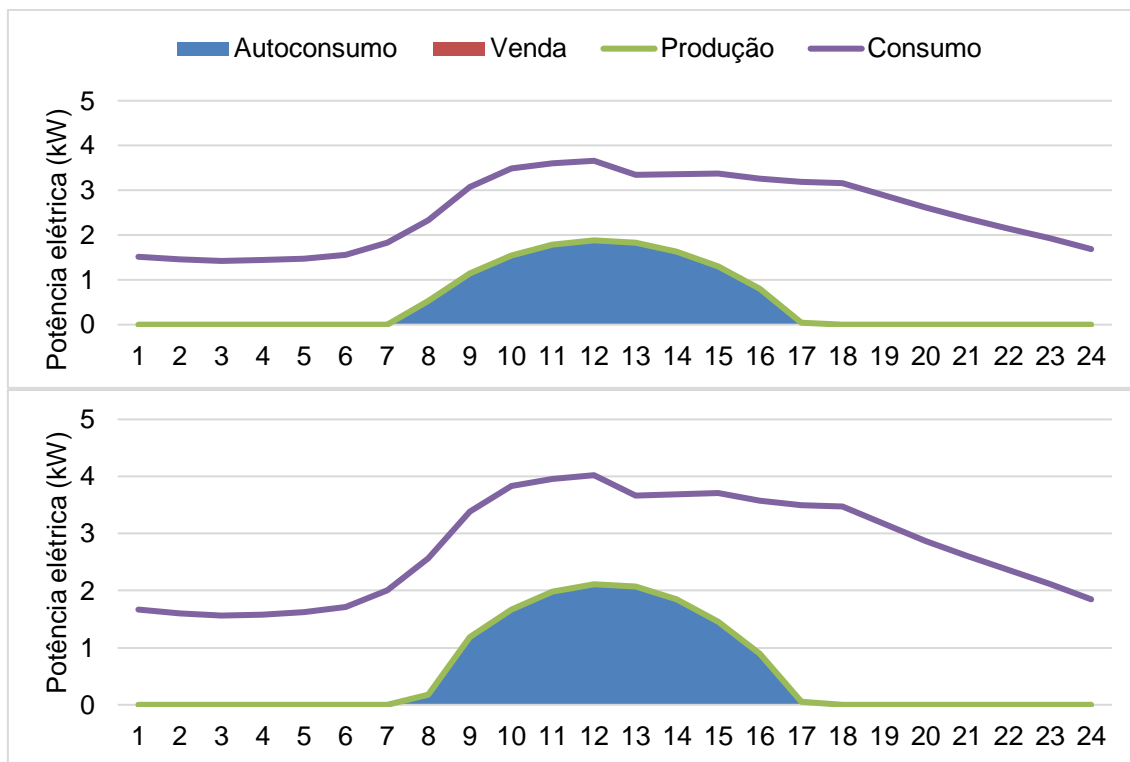


Figura 4.38 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um *prosumer* comercial médio em janeiro (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a)

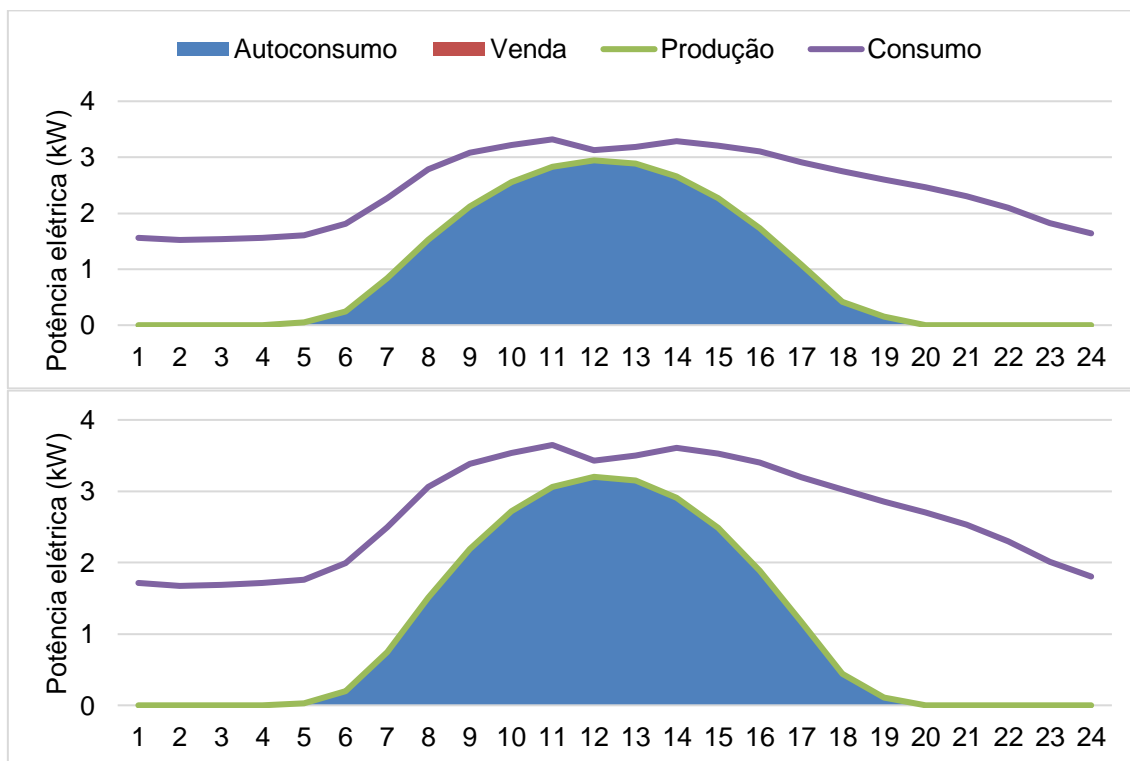


Figura 4.39 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um *prosumer* comercial médio em julho (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a)

O Anexo I retrata os perfis de autoconsumo e venda dos *prosumers* comerciais para as regiões em comum de cada tipologia (A. M. Porto, Região de Coimbra e A. M. Lisboa), bem como um resumo da avaliação económica dos pontos ótimos de projeto sem e com armazenamento.

A. M. Porto e A. M. Lisboa: análise de cenários

O estudo de viabilidade económica para os sistemas PV com o ponto ótimo de armazenamento para as baterias de LFP nas regiões metropolitanas está sintetizado na Figura 4.40 e Figura 4.41. Nesta simulação, considerou-se uma redução de 50% no preço das baterias de íões de lítio e chumbo-ácido – semelhante à análise de viabilidade para os *prosumers* residenciais. Escolheu-se a opção tarifária bi-horária já que esta também favorece a atratividade do projeto para o consumidor, para além do financiamento integral do capital investido.

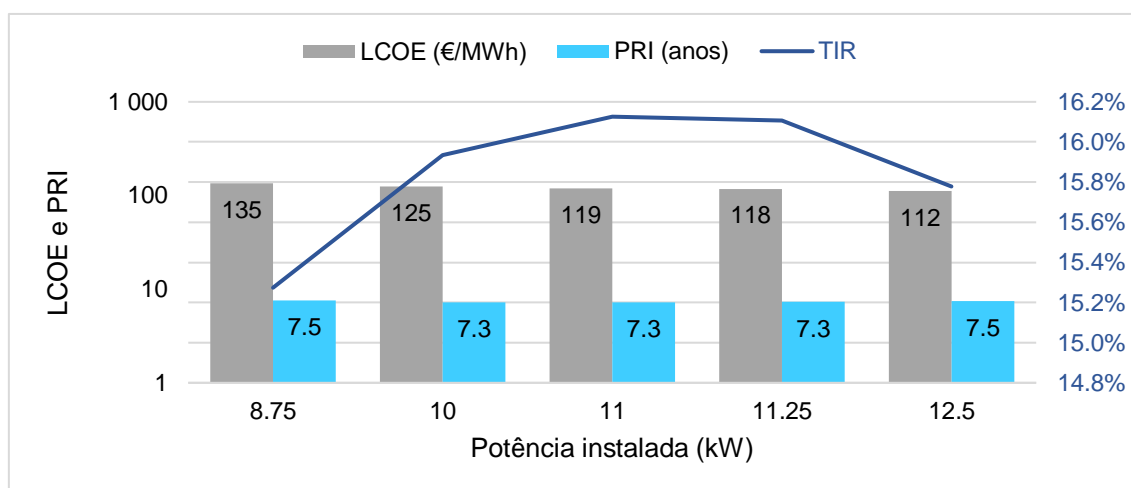


Figura 4.40 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 19 kWh (LFP) para um *prosumer* comercial médio – A. M. Porto

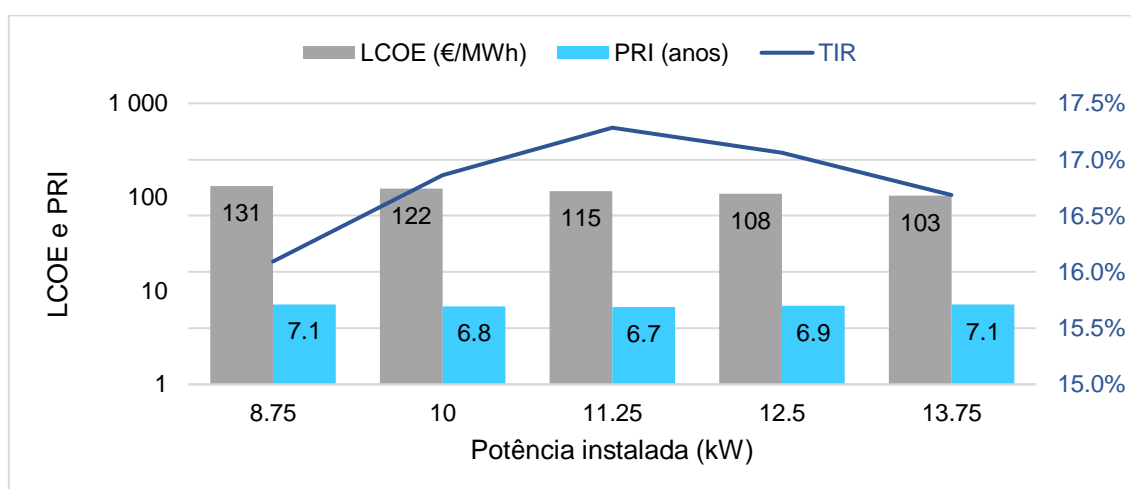


Figura 4.41 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 21,5 kWh (LFP) para um *prosumer* comercial médio – A. M. Lisboa

Para os *prosumers* comerciais nas regiões do Porto e Lisboa, a combinação de um sistema PV com potência instalada de 11 kWp e um banco de baterias de LFP com uma capacidade de cerca de 20 kWh – que exige um investimento entre 17 k€ e 18 k€ (1,6 €/Wp com IVA e custo financeiro incluídos), resulta na maior TIR (entre 16% e 18%), VAL (entre 32 k€ e 37 k€), menor PRI (aproximadamente 7 anos) e LCOE abaixo de 120 €/MWh. Os rácios de autossuficiência e autoconsumo são de, respetivamente, 74% e 73% para ambas localidades. Nesta faixa de potência, um aumento na capacidade do banco de baterias não seria aproveitado já que os painéis solares não seriam suficientes efetuar o carregamento adicional. Por outro lado, uma alteração da potência instalada do sistema PV gera retornos decrescentes, piorando os indicadores financeiros.

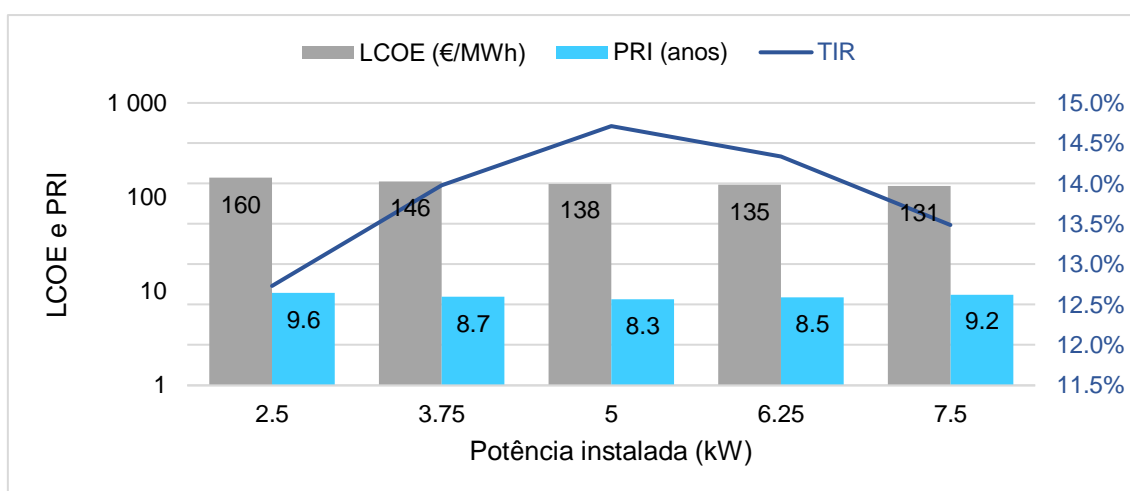


Figura 4.42 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* comercial médio – A. M. Porto

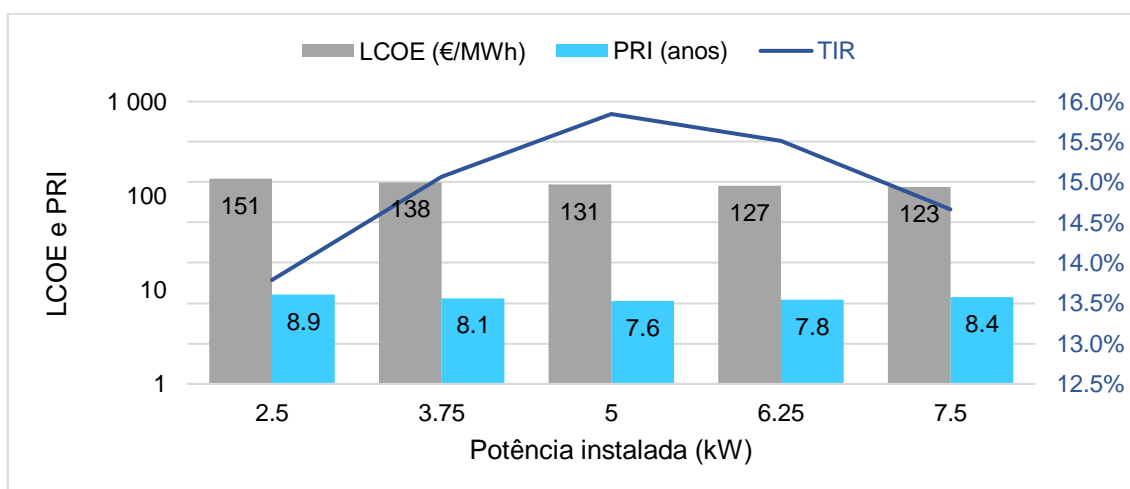


Figura 4.43 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* comercial médio – A. M. Lisboa

Tratando-se de baterias de gel (Figura 4.42 e Figura 4.43), uma UPAC de 5 kWp com capacidade de acumulação de 1 kWh (investimento inicial de quase 10 k€ ou 2 €/Wp) leva a uma

TIR de 15%, VAL de 16 k€ e um PRI de 8 anos. Em função da menor eficiência de ciclo (carga e descarga) da bateria de chumbo-ácido, para além de ser necessário substituí-la cerca de 3 vezes durante o período de funcionamento do sistema PV, uma maior capacidade de armazenamento (> 1 kWh) reduz o benefício líquido para o *prosumer* em comparação com 1 kWh (capacidade mínima).

O cenário mais realista para um consumidor comercial médio na A. M. Porto e A. M. Lisboa corresponde a uma instalação PV sem armazenamento, com tarifa bi-horária e financiamento. Um projeto nestas condições produz um VAL de 21 k€ e os indicadores ilustrados na Figura 4.44 e Figura 4.45. Sem financiamento, atingir-se-ia uma TIR de 26%, um VAL de quase 22 k€, um PRI um pouco acima de 4 anos e um LCOE abaixo de 80 €/MWh.

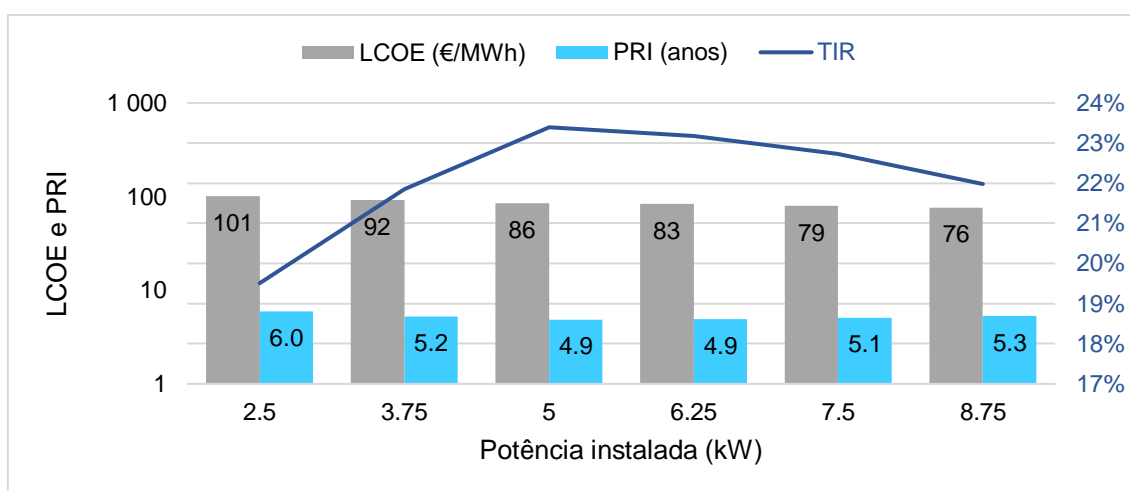


Figura 4.44 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa bi-horária) – A. M. Porto

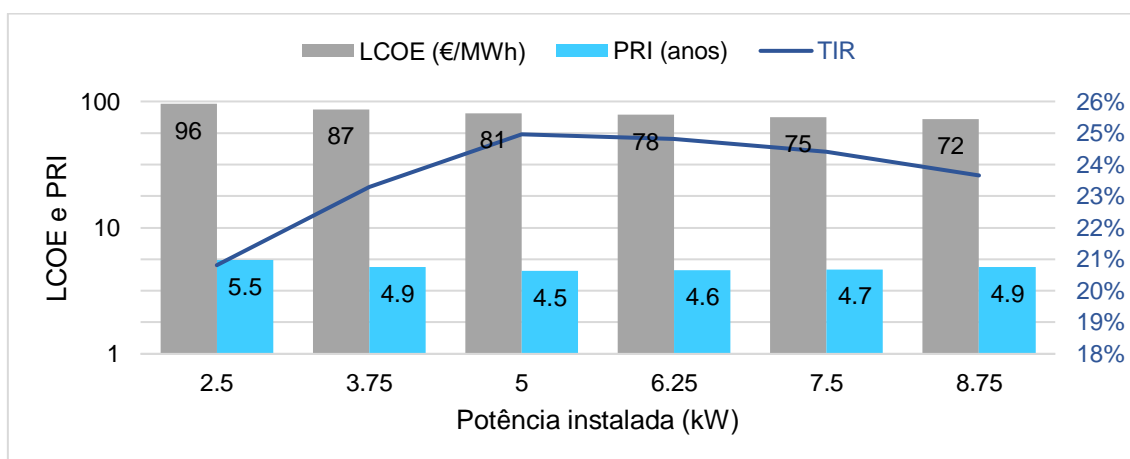


Figura 4.45 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa bi-horária) – A. M. Lisboa

Sistemas PV sem armazenamento e tarifa simples (demais consumidores comerciais)

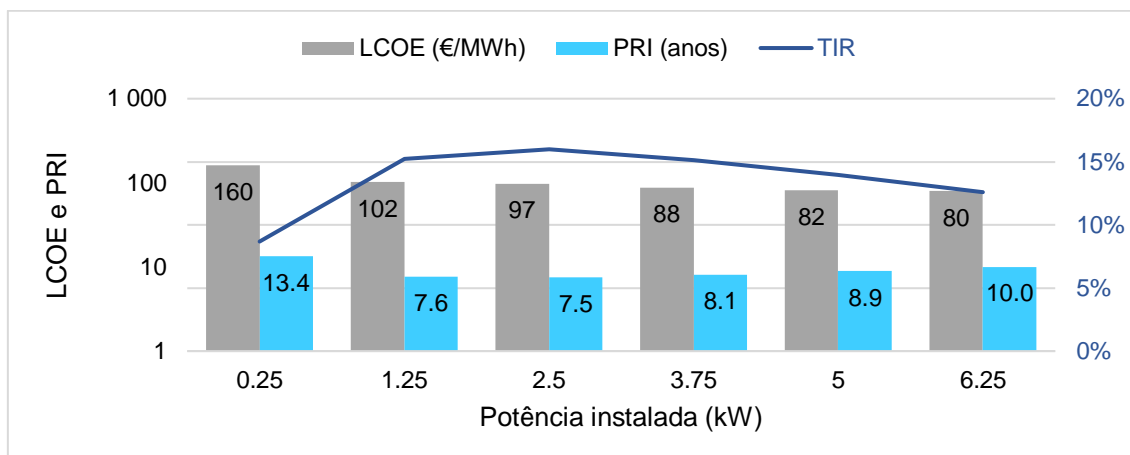


Figura 4.46 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa simples) – Trás-os-Montes

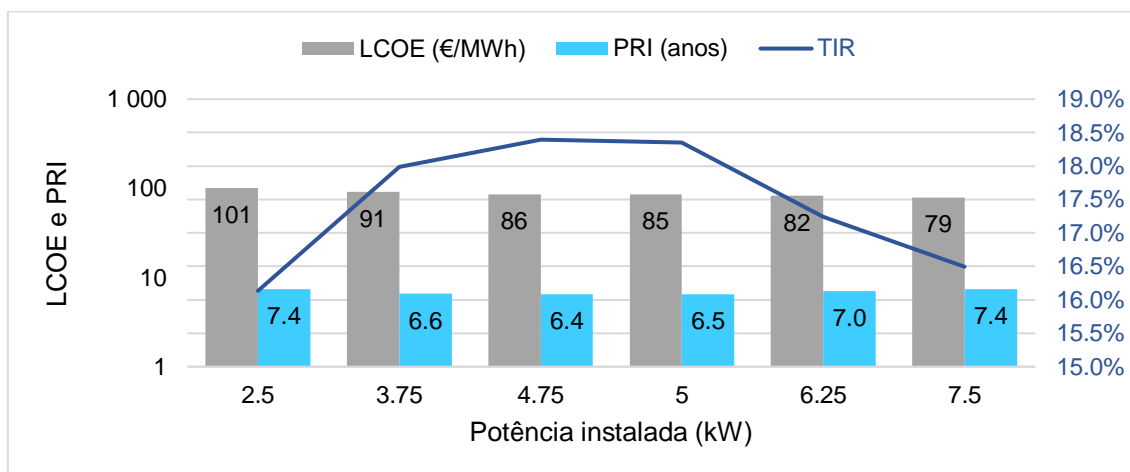


Figura 4.47 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa simples) – Região de Coimbra

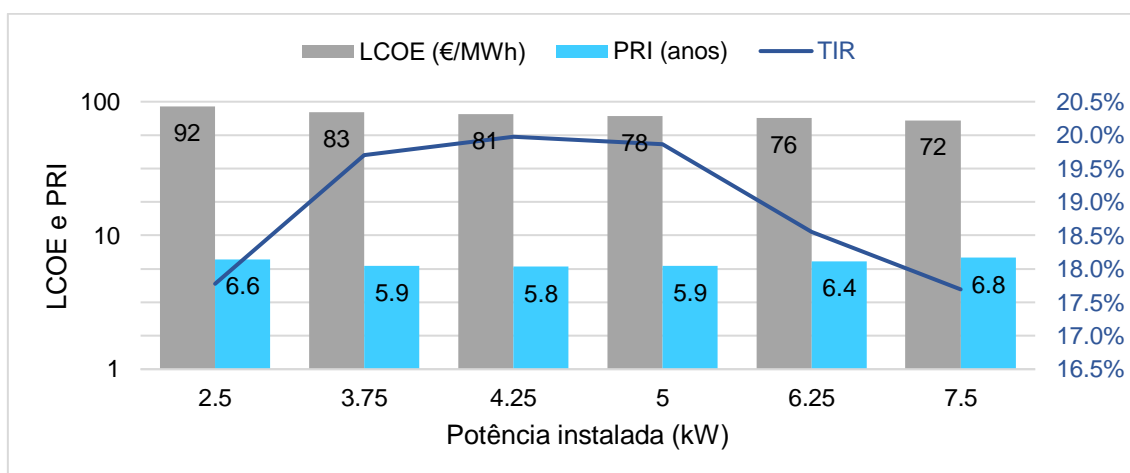


Figura 4.48 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa simples) – Alentejo Central

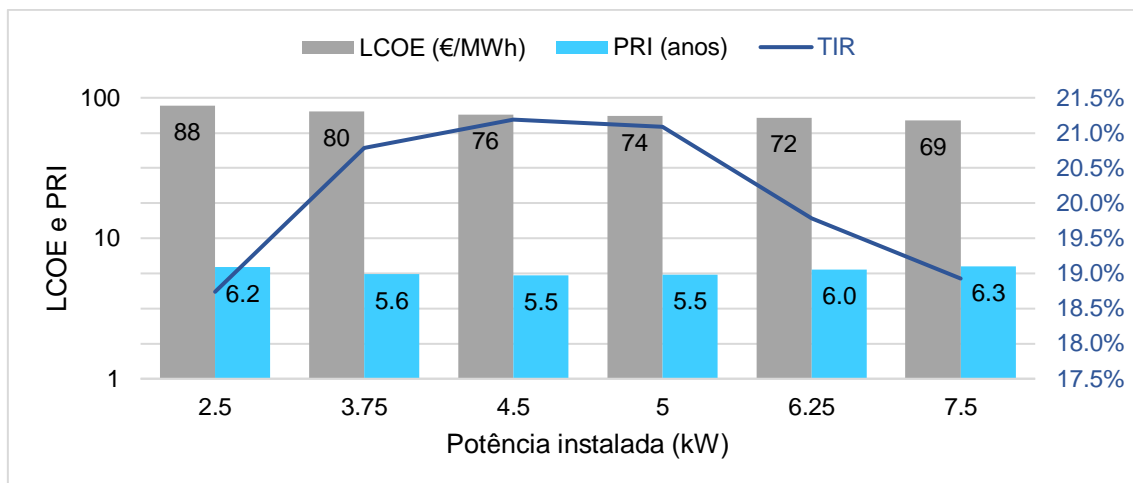


Figura 4.49 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa simples) – Algarve

Da Figura 4.46 à Figura 4.49, tem-se investimentos desde 5,7 k€ até 6,5 k€ para projetos com intervalos de TIR entre 16% e 22%, e PRI entre 8 e 5 anos nos pontos de potência ótima. A região do Alentejo Central e Algarve apresentam os menores custos nivelados de energia (em torno de 80 €/MWh), e VAL perto de 15 k€ e 17 k€, respetivamente. O rácio de autoconsumo varia entre 96% e 97%, enquanto o rácio de autossuficiência fica entre 40% e 42%.

Sistemas PV com armazenamento de LFP (com redução de 50% nos preços) e tarifa bi-horária (demais consumidores comerciais)

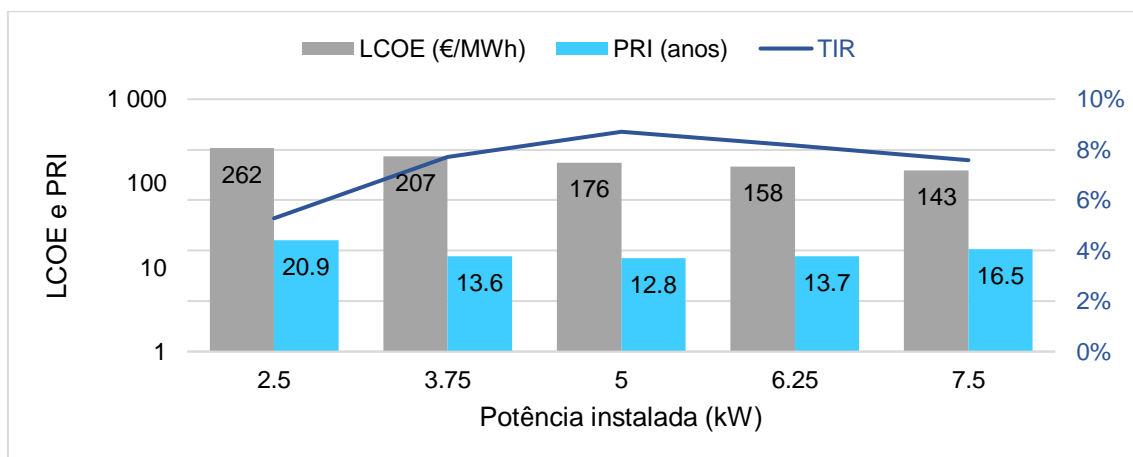


Figura 4.50 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 10 kWh (LFP) para um *prosumer* comercial médio – Trás-os-Montes

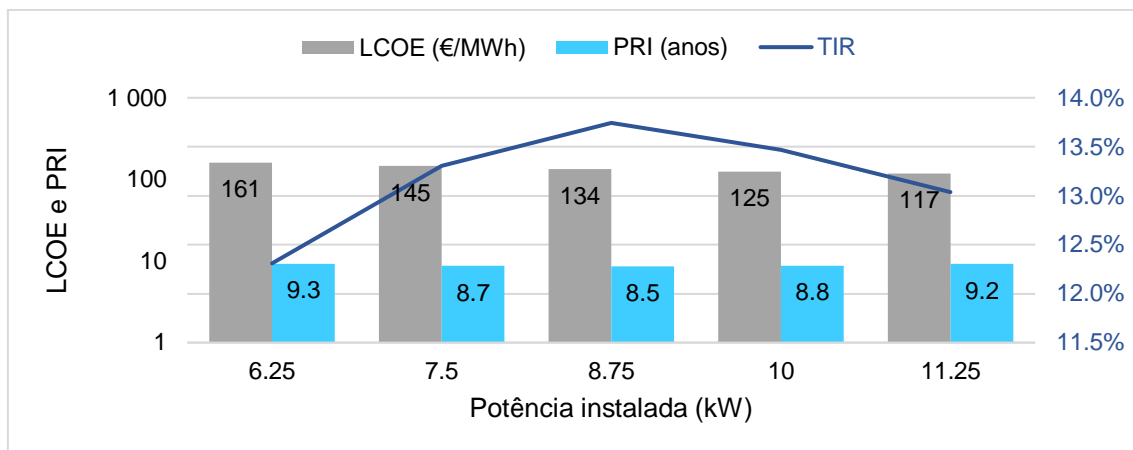


Figura 4.51 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 16,5 kWh (LFP) para um *prosumer* comercial médio – Região de Coimbra

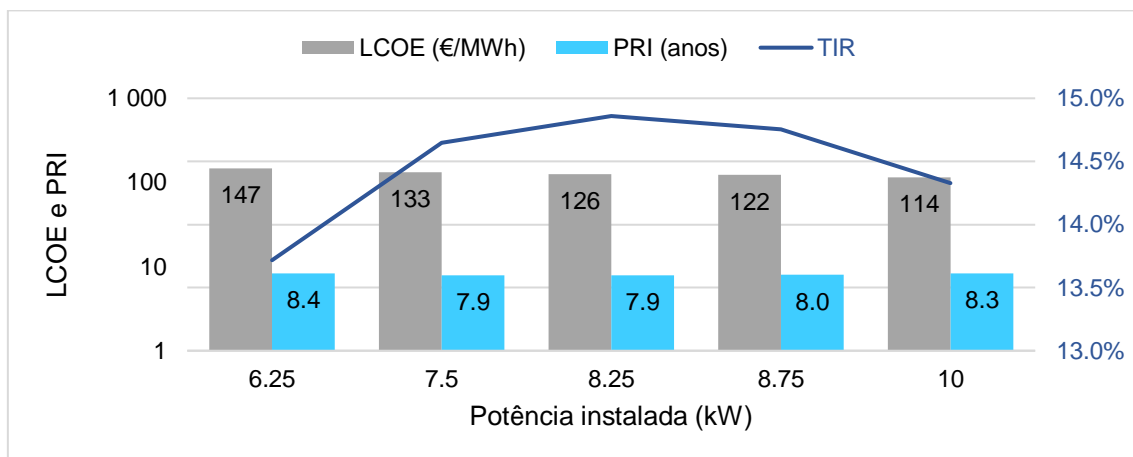


Figura 4.52 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 16,25 kWh (LFP) para um *prosumer* comercial médio – Alentejo Central

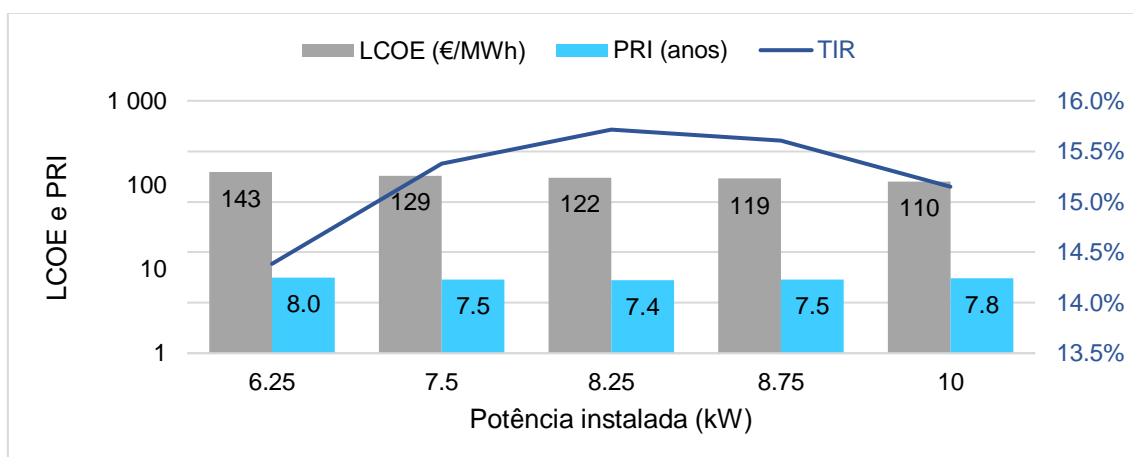


Figura 4.53 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 16,75 kWh (LFP) para um *prosumer* comercial médio – Algarve

Os resultados apresentados a partir da Figura 4.50 à Figura 4.53 representam os investimentos mais elevados em sistemas PV em função das baterias de iões de lítio. Com uma

redução de 50% no preço das baterias, os montantes de investimento totalizam 12 k€ até 16 k€. Estas instalações têm intervalos de TIR entre 9% e 16%, e PRI entre 13 anos e 7 anos nos pontos de potência ótima. Verifica-se rácios de autoconsumo entre 69% e 74%, e maiores taxas de independência à rede elétrica, i.e. rácios de autossuficiência entre 76% e 79%.

Sistemas PV com armazenamento de gel (com redução de 50% nos preços) e tarifa bi-horária (demais consumidores comerciais)

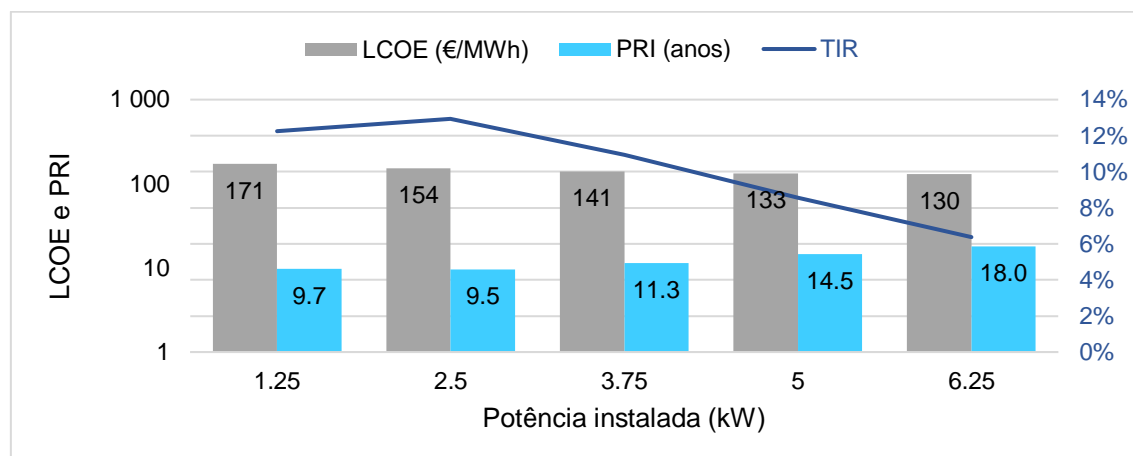


Figura 4.54 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* comercial médio – Trás-os-Montes

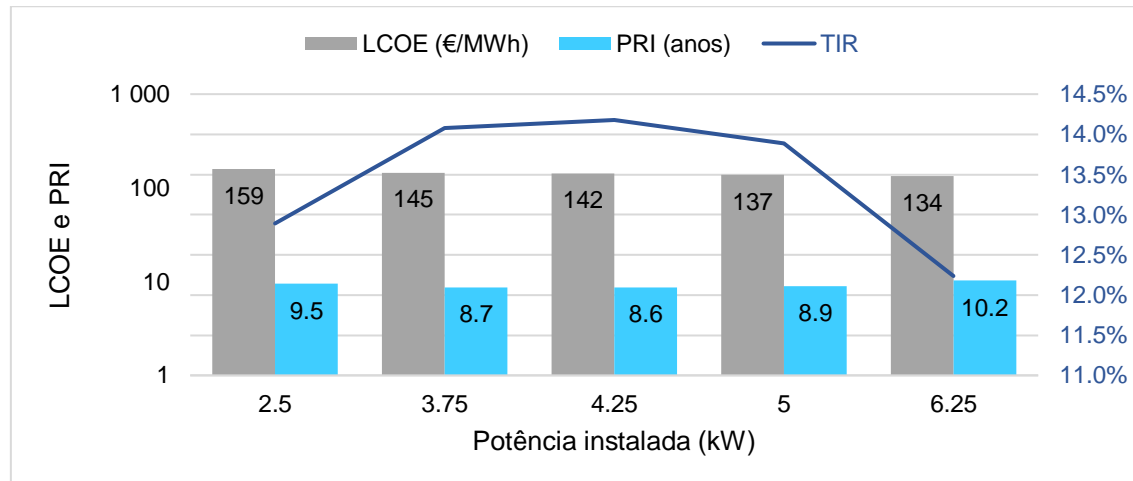


Figura 4.55 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* comercial médio – Região de Coimbra

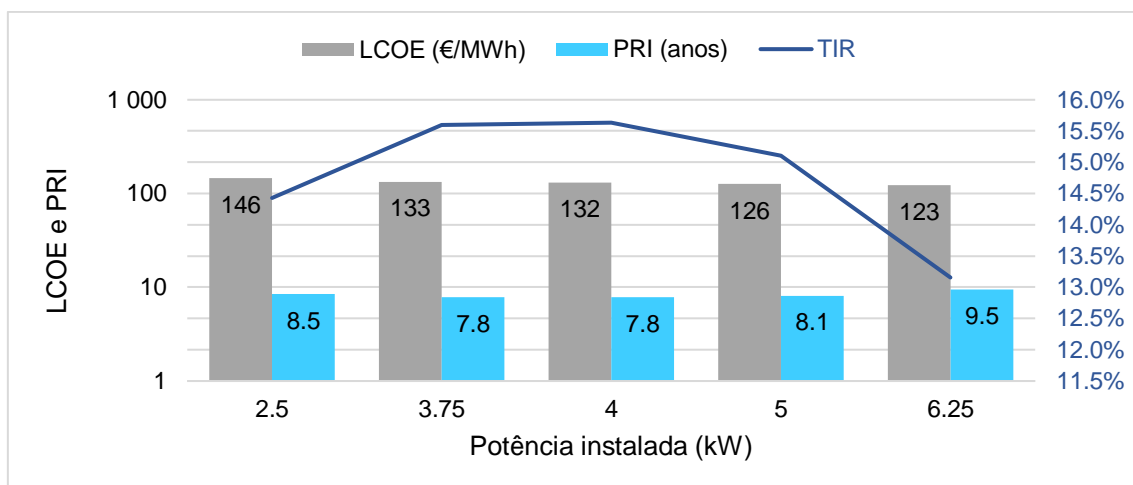


Figura 4.56 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* comercial médio – Alentejo Central

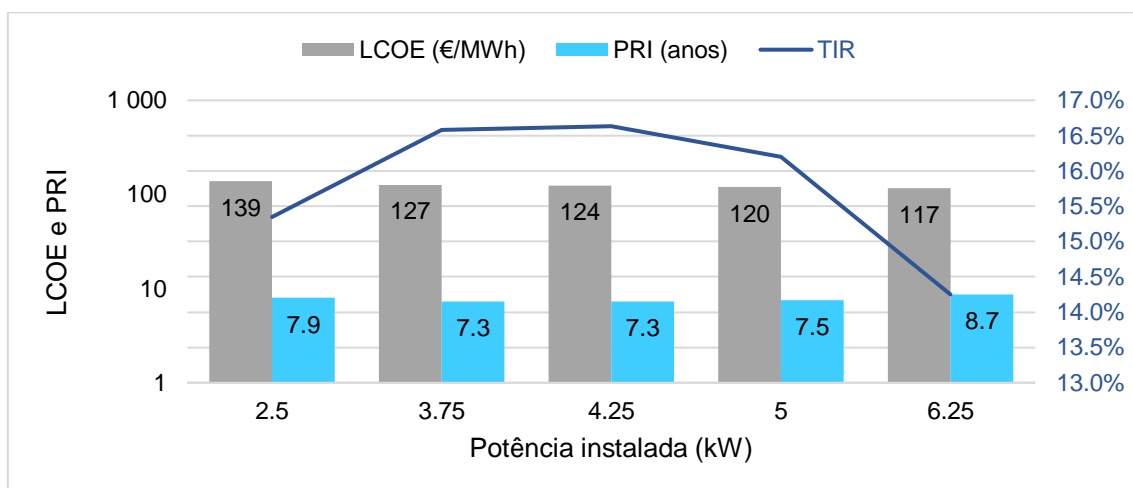


Figura 4.57 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* comercial médio – Algarve

As figuras apresentadas para os sistemas PV com armazenamento de gel para *prosumers* comerciais (Figura 4.54 à Figura 4.57) exibem resultados menos atrativos do que a alternativa de LFP – à exceção da região de Trás-os-Montes cujo menor consumo favorece o emprego de baterias de gel. Para aplicações entre 5 k€ e 9 k€, implementa-se sistemas PV com potência ótima e acumulação energética que resultam em TIR entre 12% e 17%, e PRI entre 12 anos e 7 anos. Observa-se índices de autoconsumo entre 96% e 99%, e rácios de autossuficiência entre 39% e 42%.

Investimentos mais atrativos em sistemas PV (sem armazenamento e tarifa bi-horária) (demais consumidores comerciais)

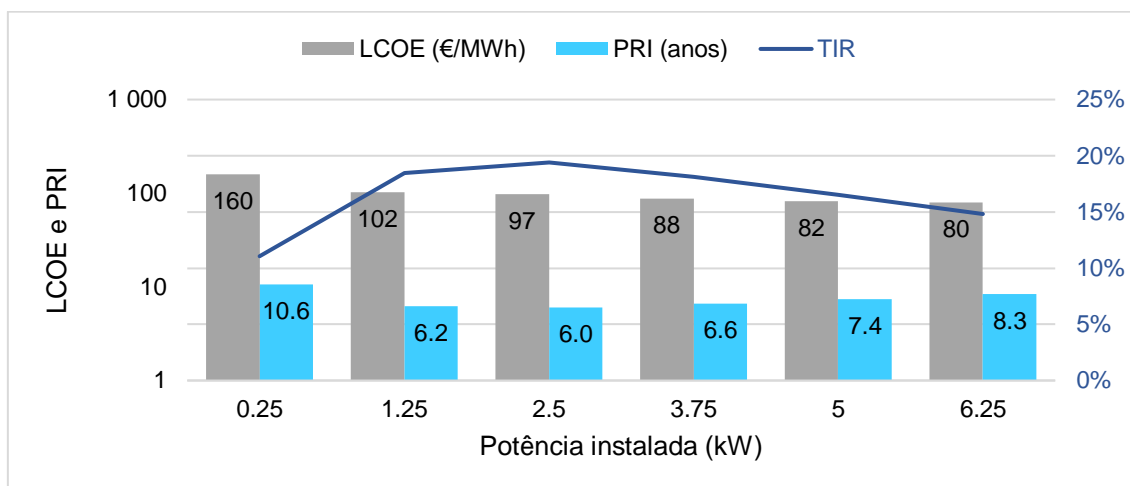


Figura 4.58 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa bi-horária) – Trás-os-Montes

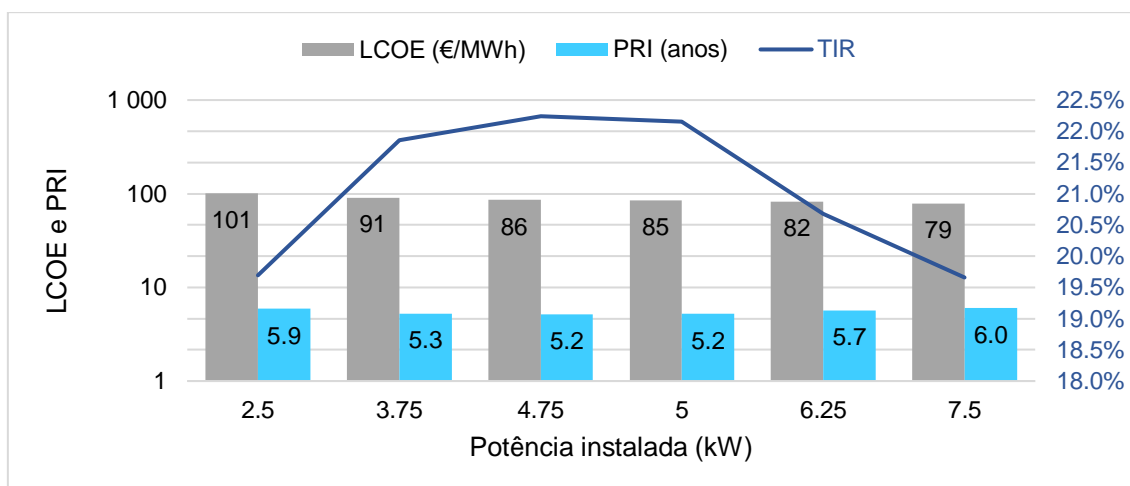


Figura 4.59 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa bi-horária) – Região de Coimbra

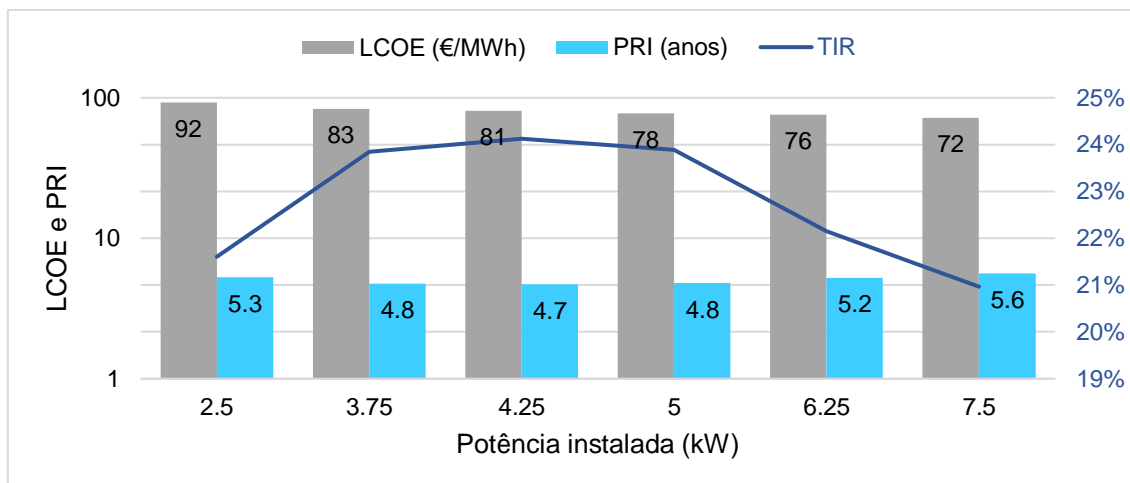


Figura 4.60 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa bi-horária) – Alentejo Central

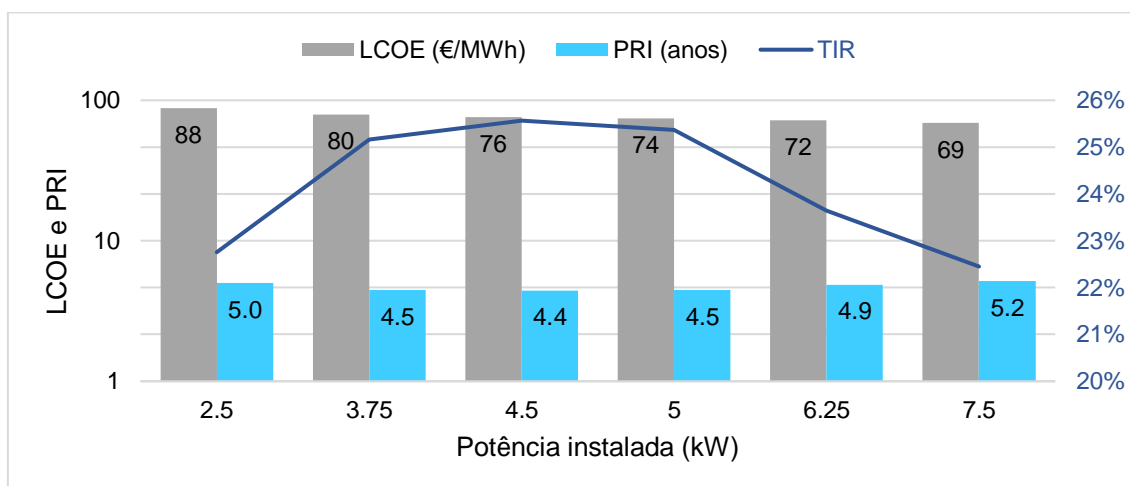


Figura 4.61 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* comercial médio (tarifa bi-horária) – Algarve

Realisticamente, os consumidores domésticos escolheriam as opções ilustradas da Figura 4.58 à Figura 4.61, com investimentos totais entre 5,7 k€ e 6,5 k€ para financiamentos de sistemas PV sem armazenamento e optando pela opção tarifária bi-horária. Nesta configuração, alcança-se valores de TIR entre 19% e 26%, e PRI entre 6 e 4 anos nos pontos de potência ótima, com destaque para as regiões do Algarve e Alentejo Central.

4.2.4 Consumidores industriais

A. M. Porto e A. M. Lisboa: visão geral

Com um consumo anual de 180 MWh e 221 MWh, respetivamente, os consumidores industriais da A. M. Porto e A. M. Lisboa apresentam uma fatura média de energia elétrica entre 42 k€ e 52 k€. A Figura 4.62 mostra o diagrama de carga de um dia típico durante a semana,

com solicitações de potência acima de 15 kW no começo do dia. Há um aumento do consumo das 6h até 12h, momento em que há uma quebra para hora do almoço, voltando a aumentar a partir das 13h até o pico diário às 15h. Em torno das 17h, o consumo diminui gradualmente até o fim do dia.

A potência requerida à rede aos sábados fica próxima de 20 kW ao longo do dia, chegando ao pico diário aproximadamente às 12h. Após às 13h, o consumo estabiliza-se até cerca de 17h, tendendo a decrescer até o mínimo às 24h como mostra a Figura 4.63. Aos domingos e feriados, a potência solicitada à RESP situa-se perto de 15 kW a 20 kW durante a maior parte do dia (Figura 4.64). Localiza-se os perfis de consumo simplificados dos *prosumers* industriais em cada localidade no Anexo F.

A Figura 4.65 apresenta o consumo mensal dos consumidores industriais com alguma regularidade na utilização energética ao longo do ano, verificando-se uma média mensal de consumo de 15 MWh para a A. M. Porto e 18,4 MWh para a A. M. Lisboa. O Anexo G compreende o consumo de energia elétrica mensal de *prosumers* industriais em cada localidade investigada.

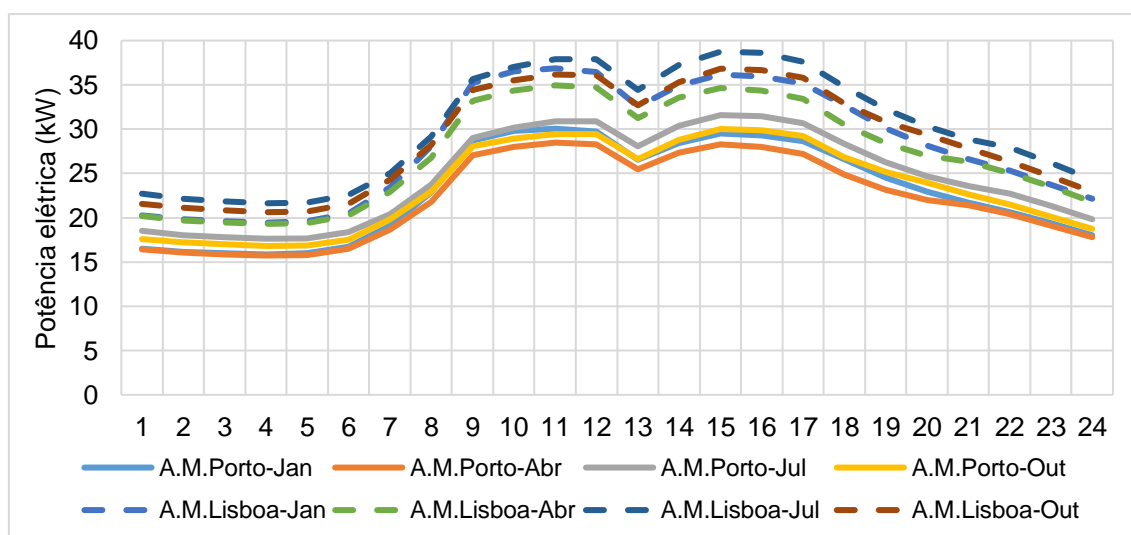


Figura 4.62 - Diagrama de carga de um cliente industrial médio (dia útil) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)

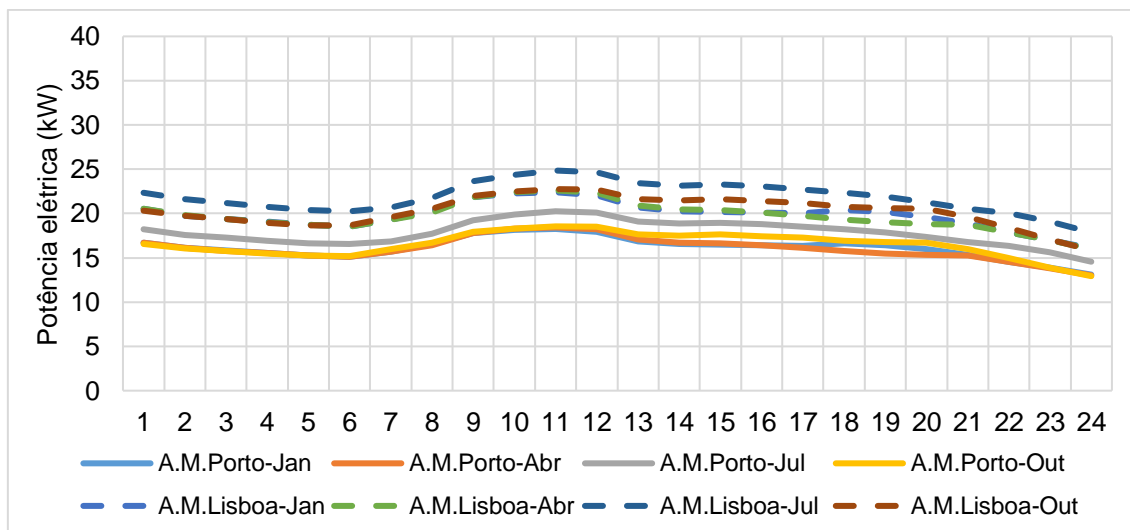


Figura 4.63 - Diagrama de carga de um cliente industrial médio (sábado) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)

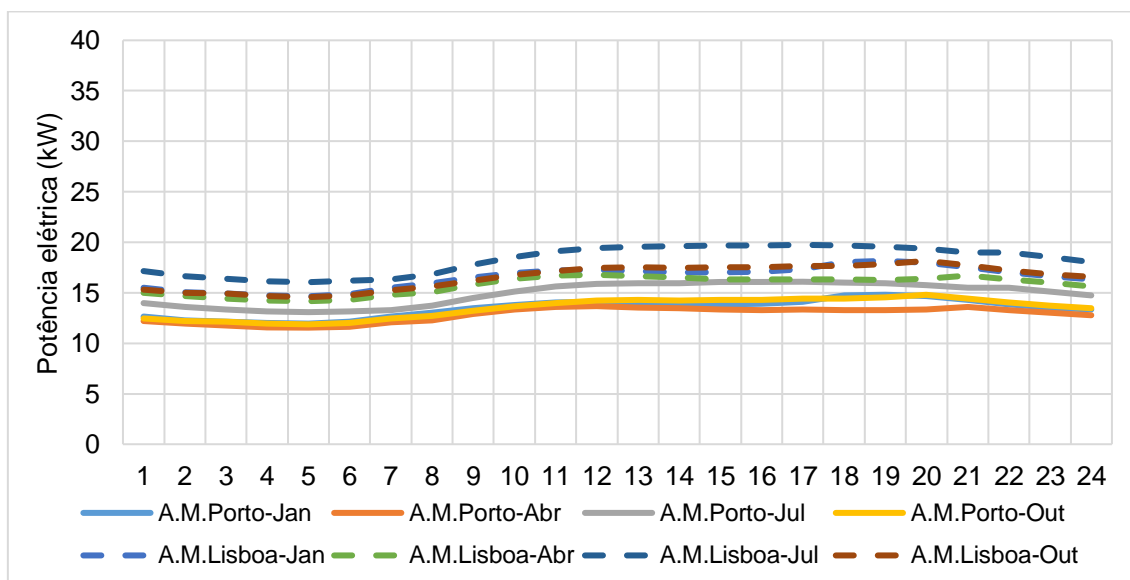


Figura 4.64 - Diagrama de carga de um cliente industrial médio (domingo e feriado) – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)

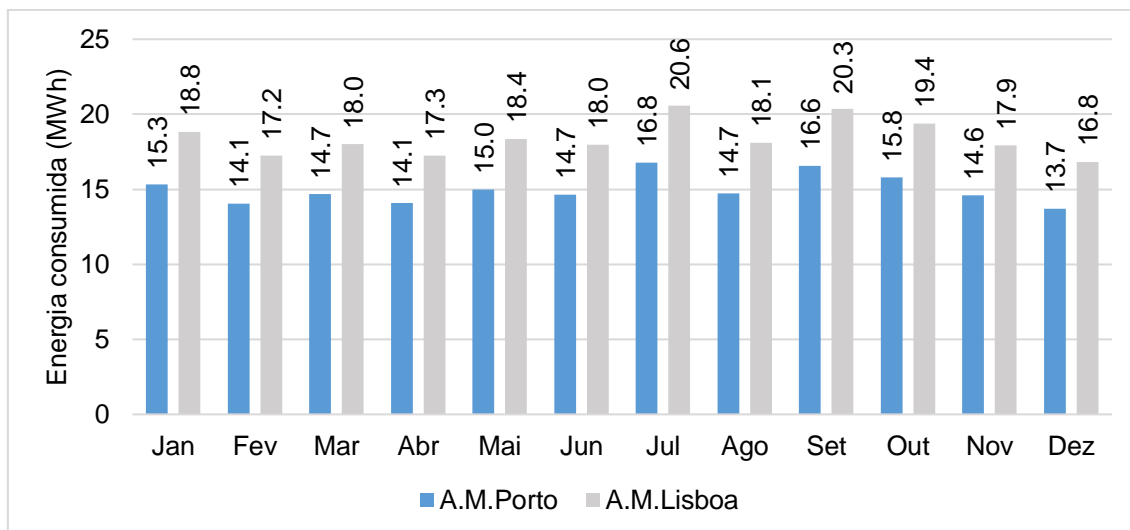


Figura 4.65 - Energia consumida mensalmente por um cliente industrial médio – A. M. Porto e A. M. Lisboa (adaptado de REN, 2019; PORDATA, 2019a)

A. M. Porto e A. M. Lisboa: viabilidade económica sem armazenamento

Na análise de viabilidade económica da UPAC, verificou-se a potência PV instalada que angariasse o maior benefício financeiro para o *prosumer* médio e uma recuperação mais rápida de seu investimento. Sendo assim, a Figura 4.66 e Figura 4.67 apresentam este estudo com ênfase nos resultados da TIR, PRI e LCOE para os 25 anos de funcionamento da instalação.

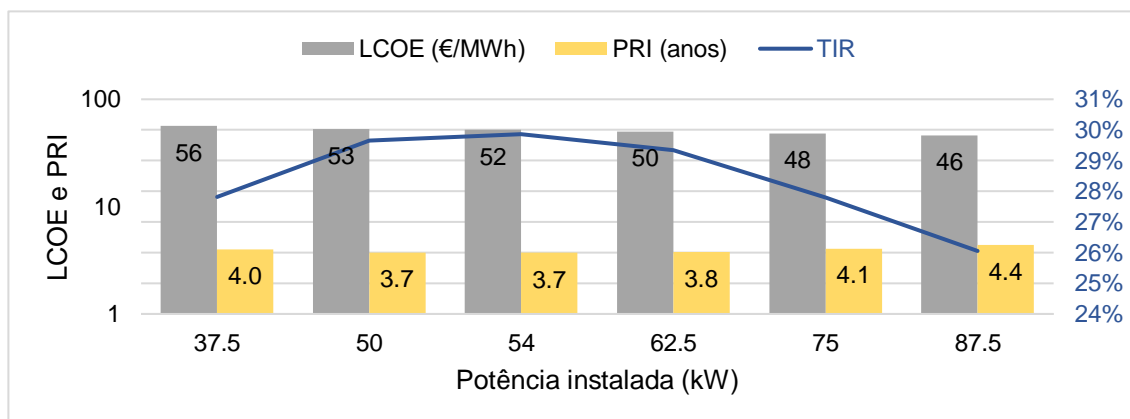


Figura 4.66 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* industrial médio – A. M. Porto

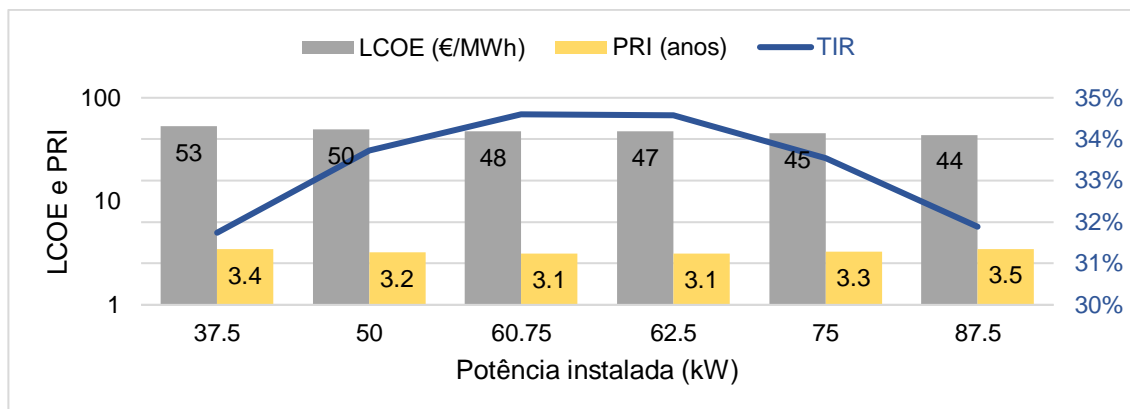


Figura 4.67 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* industrial médio – A. M. Lisboa

Com base no critério da máxima taxa interna de retorno, a capacidade ótima do sistema PV é de 54 kWp para a A. M. Porto e 60,75 kWp para a A. M. Lisboa. Sendo assim, o custo de investimento para instalar o sistema oscila de 47 k€ à 55 k€ (0,9 €/Wp com IVA e custo financeiro incluídos). Em termos dos indicadores económicos, gerou-se um VAL entre 227 k€ e 293 k€, TIR entre 30% e 35%, PRI entre 4 e 3 anos, e LCOE em torno de 50 €/MWh. Para o primeiro ano, obteve-se índices de autoconsumo e autossuficiência de 97% e 38%, respetivamente, que estão refletidos nos perfis da Figura 4.68 e Figura 4.69.

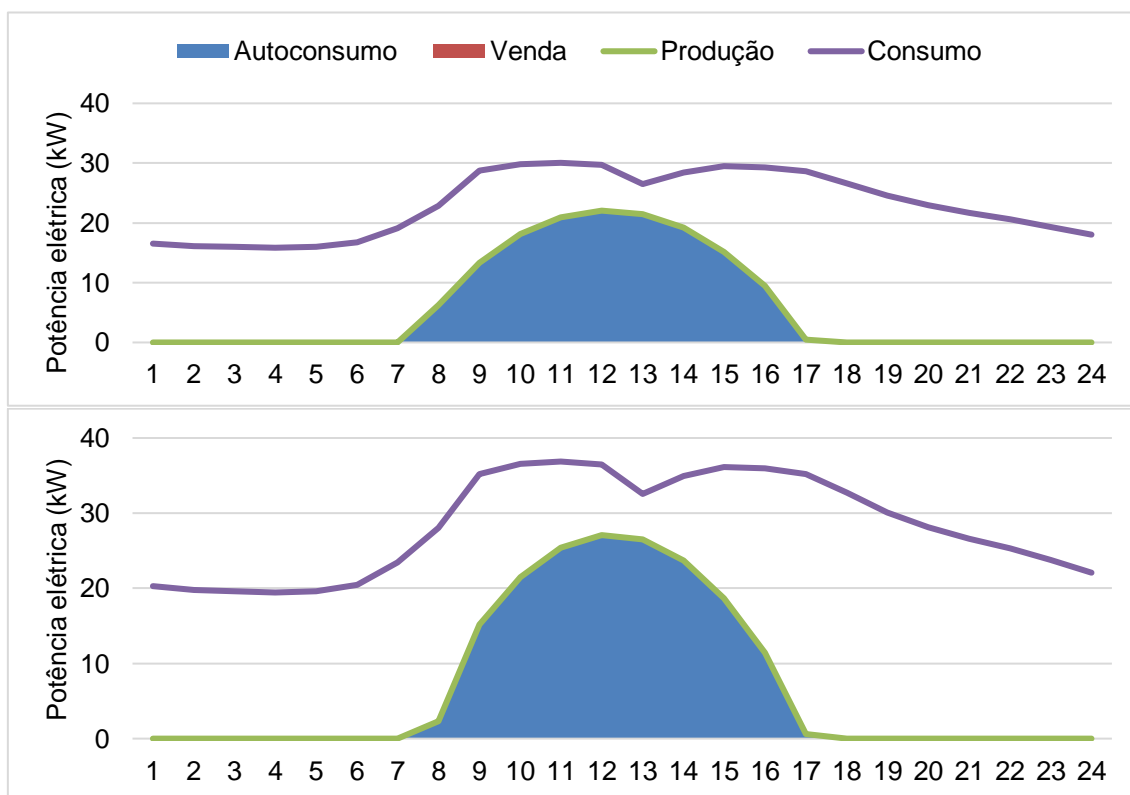


Figura 4.68 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um *prosumer* industrial médio em janeiro (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a)

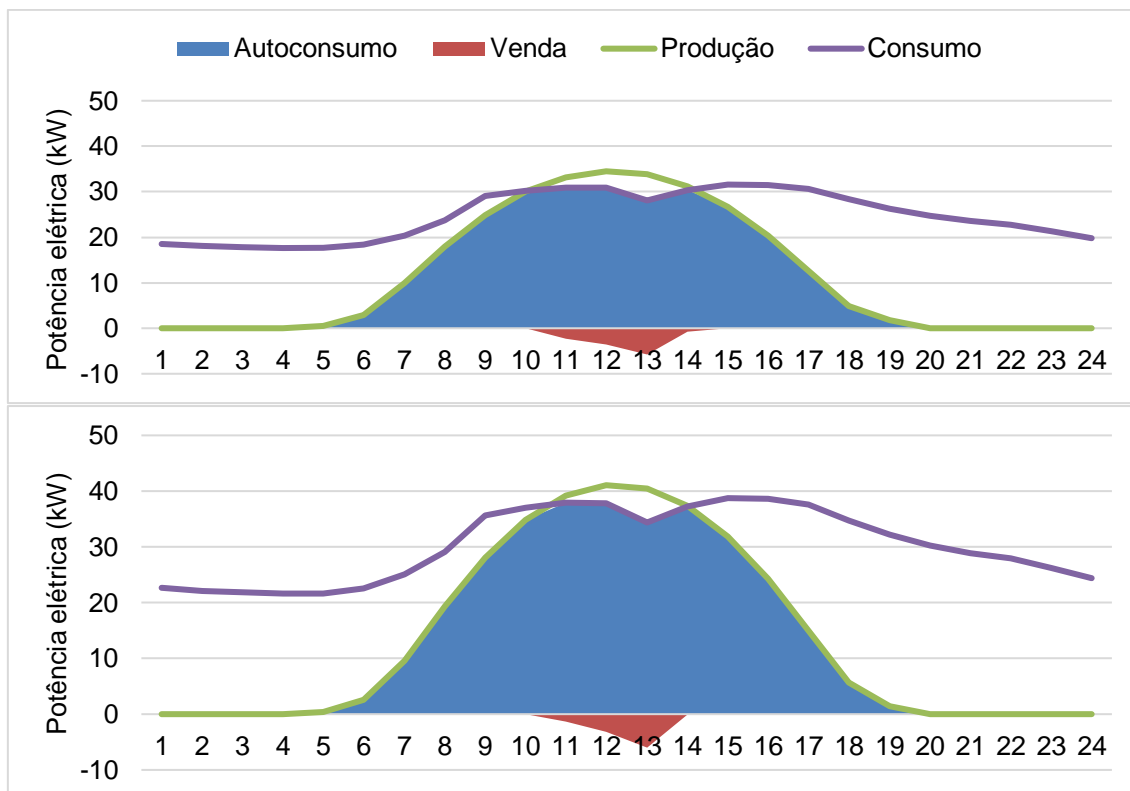


Figura 4.69 - Perfil de autoconsumo e venda de energia elétrica para um *prosumer* industrial médio em julho (dia útil) – A. M. Porto (primeiro) e A. M. Lisboa (segundo) (adaptado de Comissão Europeia, 2017; REN, 2019; PORDATA, 2019a)

Ao equilibrar os picos de consumo e produção nos meses de inverno e verão, consegue-se maximizar os indicadores financeiros com uma potência do sistema PV que resulta no maior autoconsumo com uma taxa mínima de venda durante o ano. O Anexo J apresenta os perfis de autoconsumo e venda dos *prosumers* industriais para as regiões em comum de cada tipologia (A. M. Porto, Região de Coimbra e A. M. Lisboa), bem como um resumo da avaliação económica dos pontos ótimos de projeto sem e com armazenamento.

A. M. Porto e A. M. Lisboa: análise de cenários

O estudo de viabilidade económica para as UPAC com o ponto ótimo de armazenamento para as baterias de LFP nas regiões metropolitanas está sintetizado na Figura 4.70 e Figura 4.71. Nesta simulação, considerou-se uma redução de 50% no preço das baterias de íões de lítio e chumbo-ácido – semelhante à análise de viabilidade para os *prosumers* residenciais e comerciais, para além do financiamento integral do capital investido.

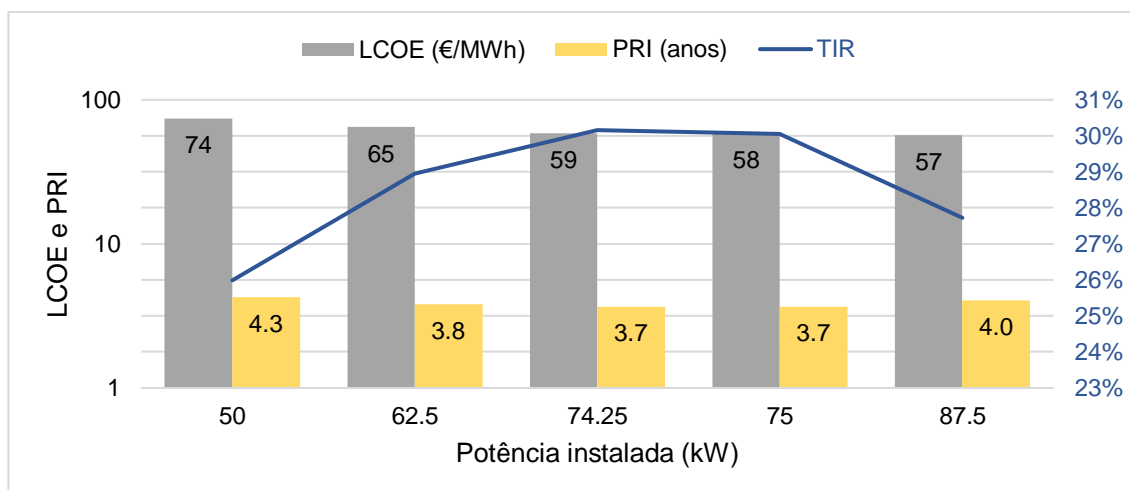


Figura 4.70 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 159 kWh (LFP) para um *prosumer* industrial médio – A. M. Porto

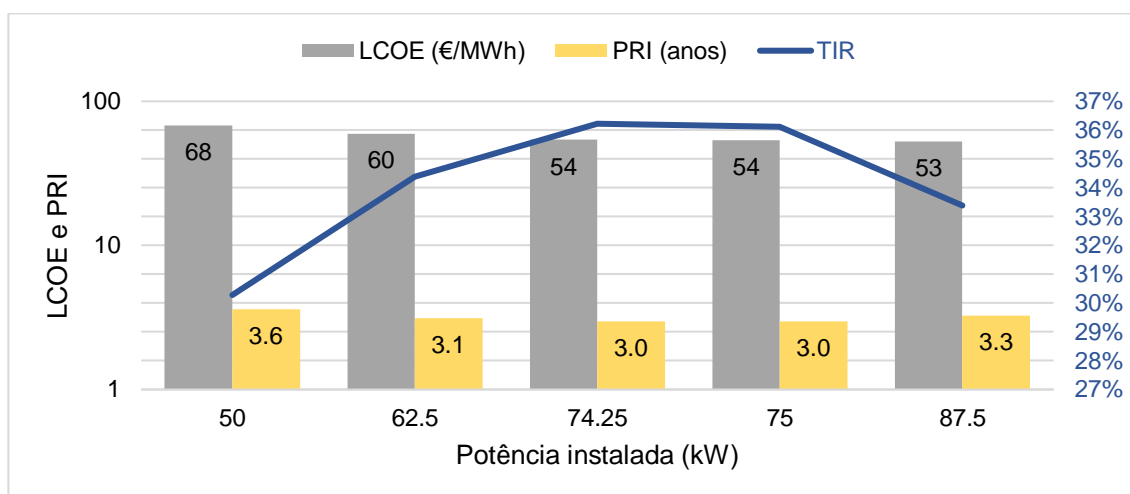


Figura 4.71 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 140,5 kWh (LFP) para um *prosumer* industrial médio – A. M. Lisboa

A combinação de um sistema PV com potência de 74,25 kWp e um banco de baterias de LFP com uma capacidade de aproximadamente 150 kWh – que exige um investimento de 59,5 k€ (0,80 €/Wp com IVA e custo financeiro incluídos), resulta no maior TIR (entre 30% e 36%), VAL (entre 281 k€ e 340 k€) e menor PRI (entre 4 anos e 3 anos) para *prosumers* industriais na A. M. Porto e A. M. Lisboa. Uma variação da capacidade energética com a mesma potência gera retornos decrescentes e piora os indicadores financeiros.

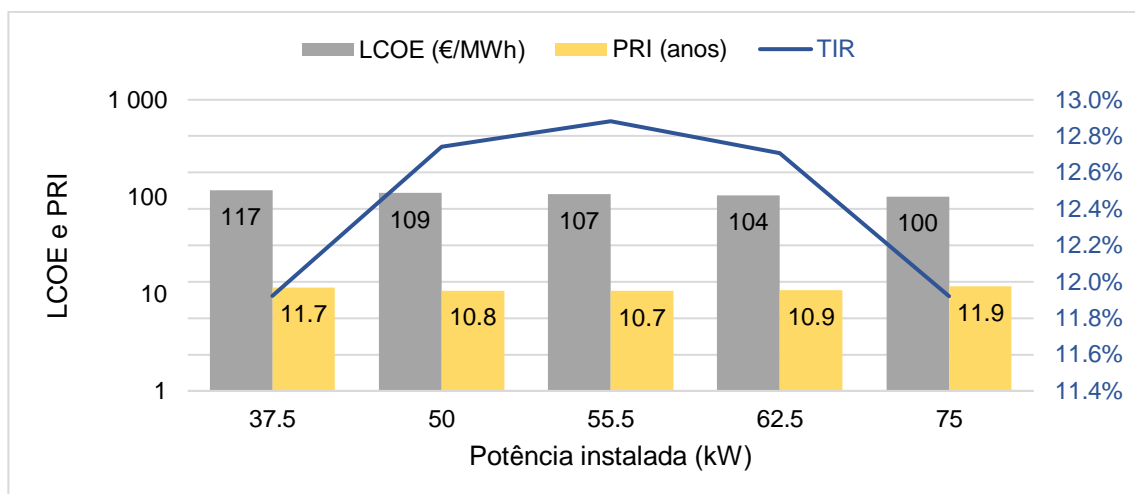


Figura 4.72 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 139,5 kWh (gel) para um *prosumer* industrial médio – A. M. Porto

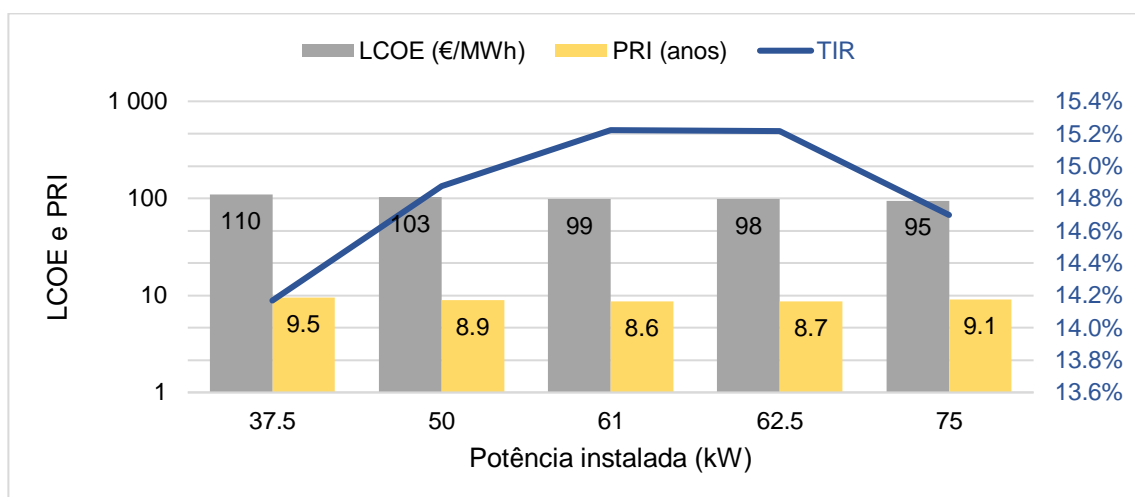


Figura 4.73 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 145 kWh (gel) para um *prosumer* industrial médio – A. M. Lisboa

Tratando-se de uma UPAC com baterias de gel (Figura 4.72 e Figura 4.73) para *prosumers* industriais na A. M. Porto e A. M. Lisboa, necessita-se de um investimento inicial entre 90 k€ e 100 k€ (1,6 €/Wp), que resultaria numa TIR entre 13% e 15%, VAL entre 100 k€ e 200 k€, e um PRI entre 11 anos e 8 anos. De forma análoga às baterias de iões de lítio, a alteração da capacidade do banco de baterias reduz o benefício líquido para o *prosumer*.

Diferentemente dos cenários de viabilidade económica para o *prosumer* residencial e comercial na A. M. Porto e A. M. Lisboa, o cliente industrial dispõe de duas configurações de sistemas PV que conferem boa rentabilidade para seu investimento: UPAC sem armazenamento; e UPAC com baterias de LFP – para faixas de maior potência (> 10 kW), as baterias de chumbo-ácido não são tão competitivas quanto às de iões de lítio. Com os preços do mercado atual, o cenário mais favorável é o da UPAC sem armazenamento.

Sistemas PV sem armazenamento (demais consumidores industriais)

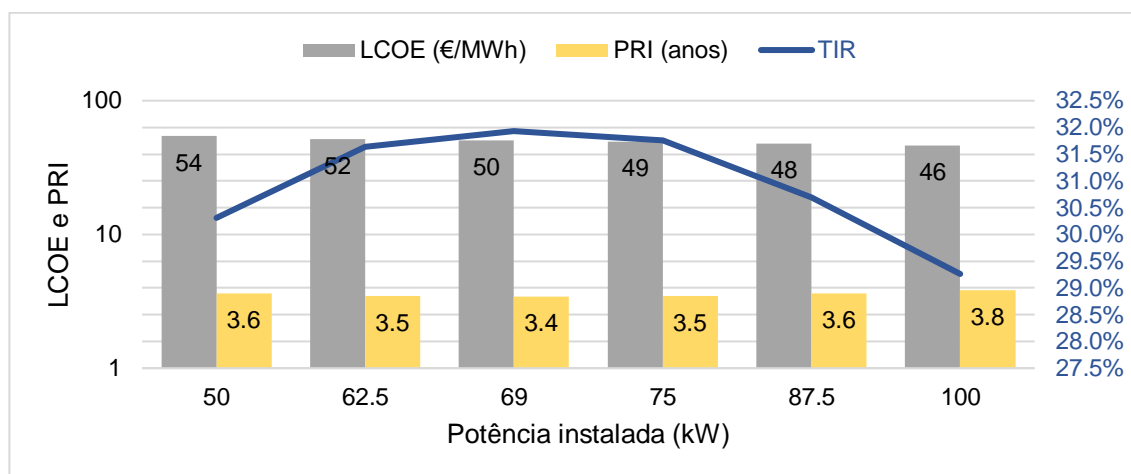


Figura 4.74 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* industrial médio – Ave

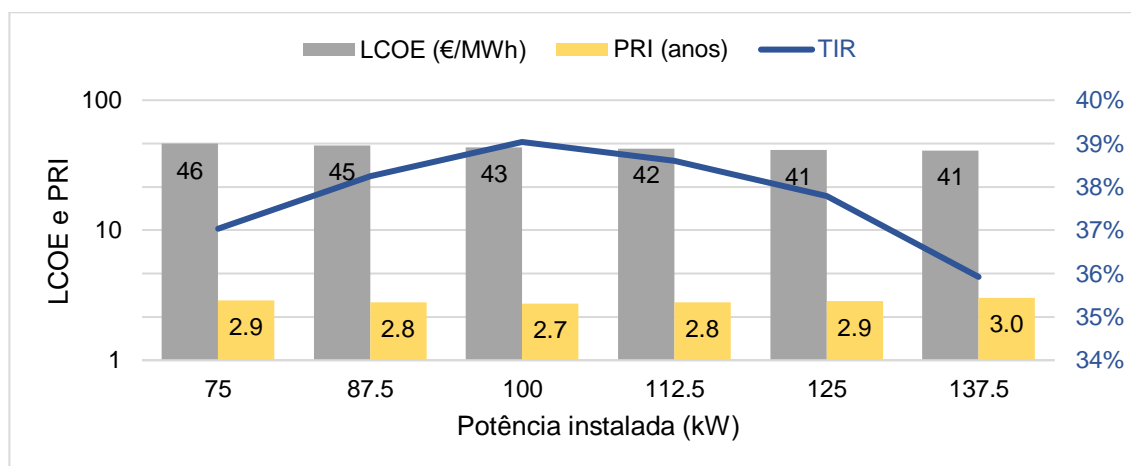


Figura 4.75 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* industrial médio – Região de Aveiro

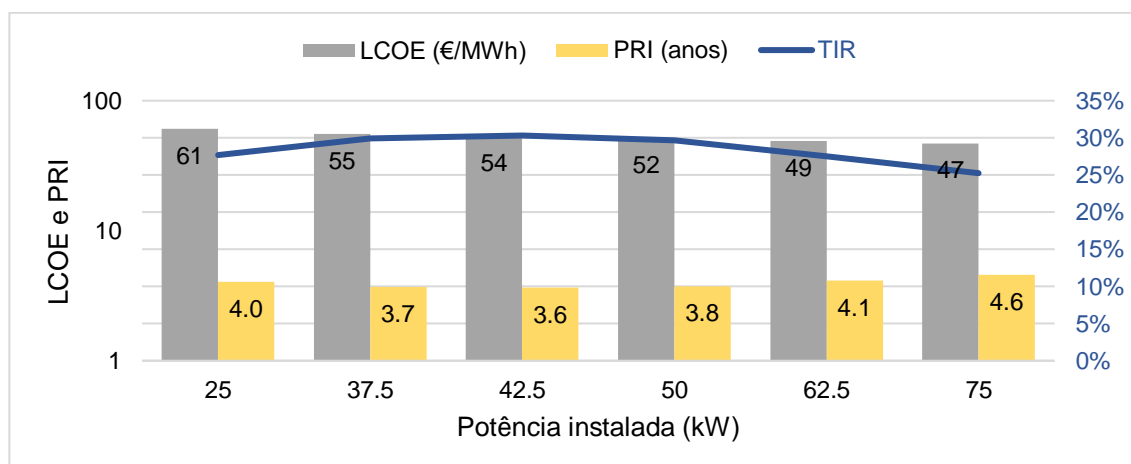


Figura 4.76 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* industrial médio – Viseu-Dão-Lafões

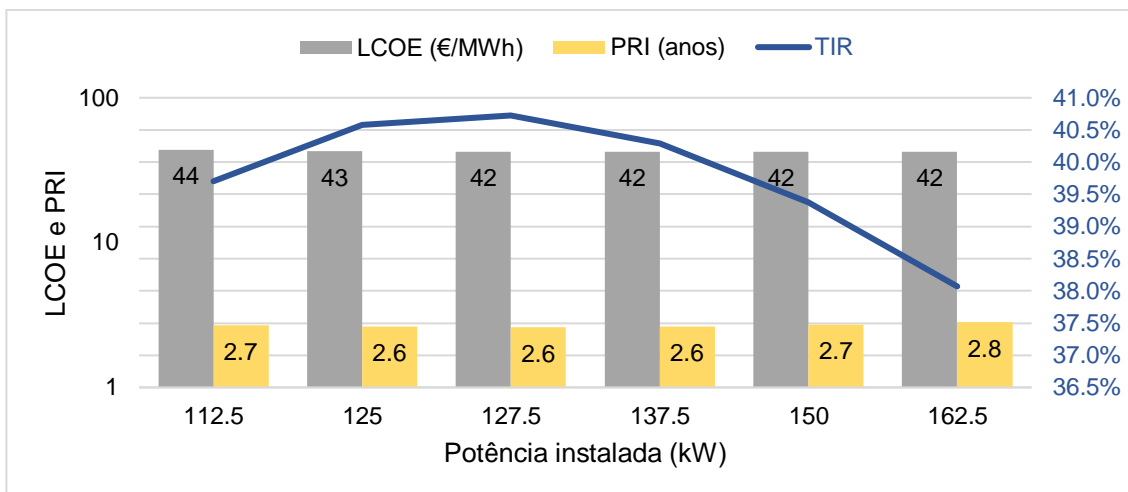


Figura 4.77 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* industrial médio – Região de Coimbra

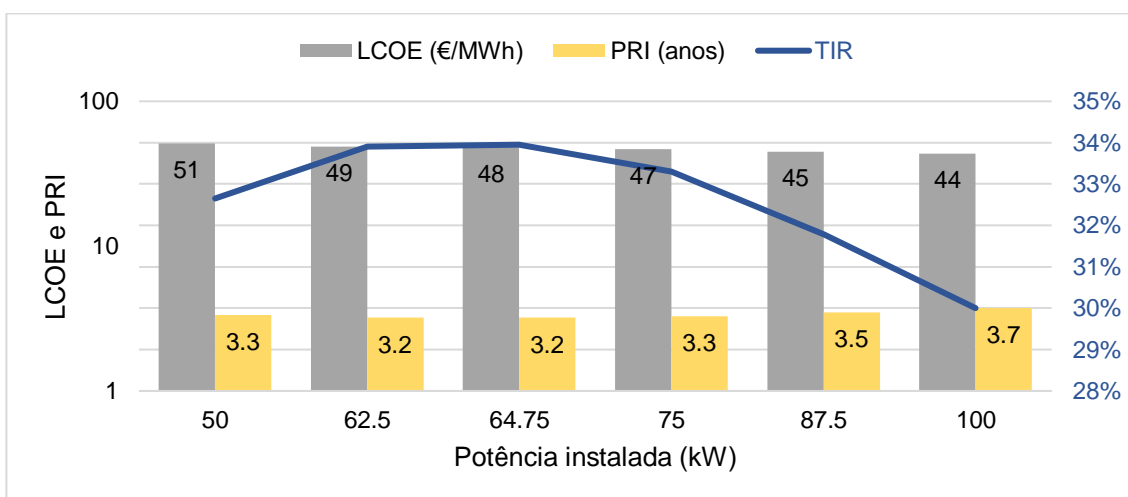


Figura 4.78 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* industrial médio – Região de Leiria

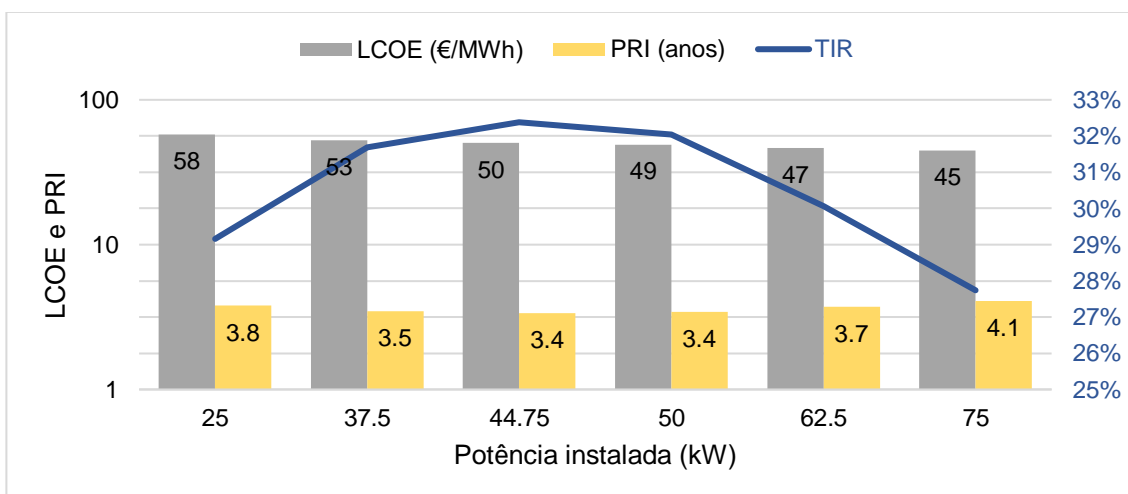


Figura 4.79 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC para um *prosumer* industrial médio – Lezíria do Tejo

Da Figura 4.74 à Figura 4.79, tem-se investimentos desde 40 k€ até 75 k€ para projetos com intervalos de TIR entre 30% e 40%, e PRI entre 3 e 4 anos nos pontos de potência ótima. As regiões de maior consumo, como a Região de Coimbra e Região de Aveiro, apresentam os menores custos nivelados de energia, e VAL perto de 600 k€ e 500 k€, respetivamente. O rácio de autoconsumo varia entre 97% e 99%, enquanto o rácio de autossuficiência fica entre 35% e 39%.

Sistemas PV com armazenamento de LFP (com redução de 50% nos preços) (demais consumidores industriais)

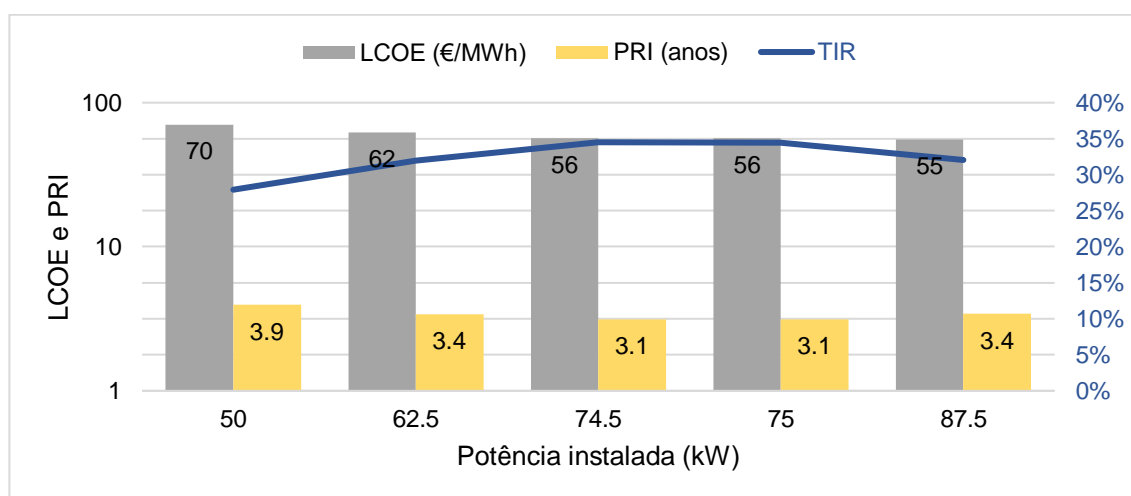


Figura 4.80 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 112 kWh (LFP) para um *prosumer* industrial médio – Ave

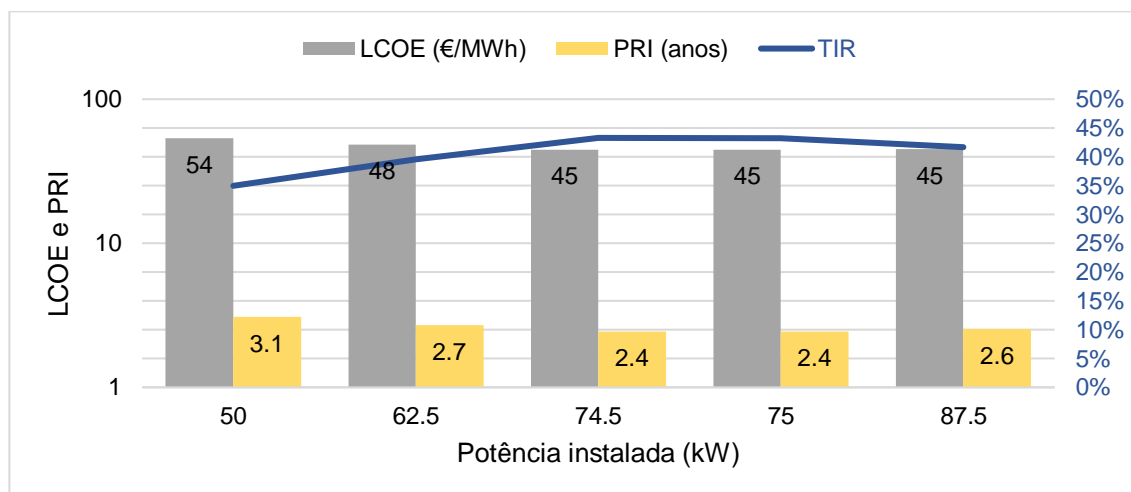


Figura 4.81 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 22 kWh (LFP) para um *prosumer* industrial médio – Região de Aveiro

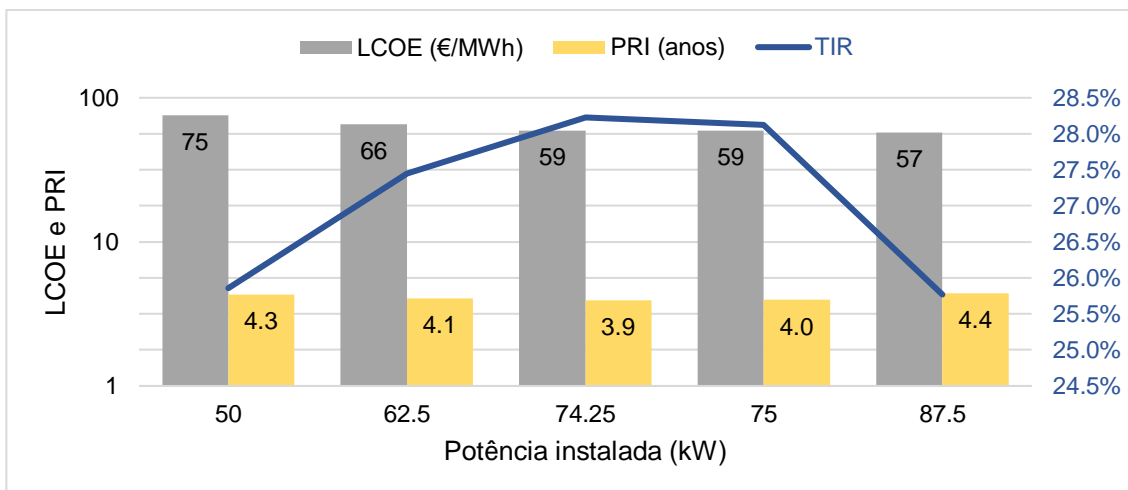


Figura 4.82 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 188 kWh (LFP) para um *prosumer* industrial médio – Viseu-Dão-Lafões

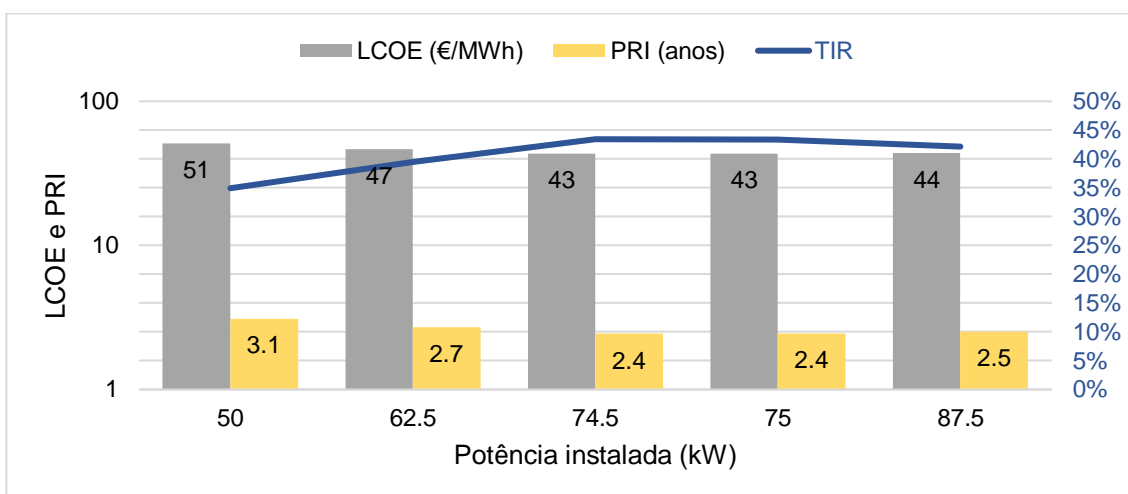


Figura 4.83 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (LFP) para um *prosumer* industrial médio – Região de Coimbra

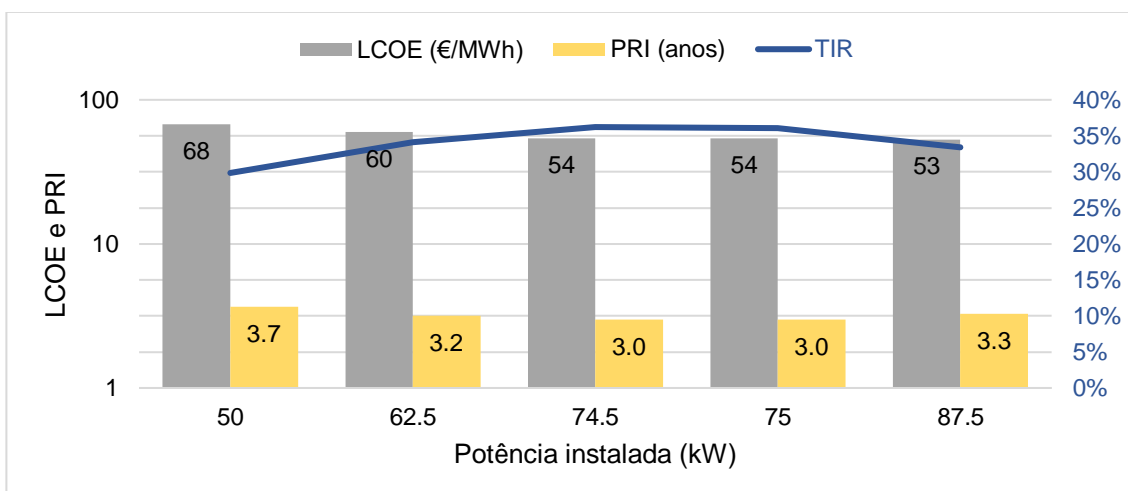


Figura 4.84 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 122,5 kWh (LFP) para um *prosumer* industrial médio – Região de Leiria

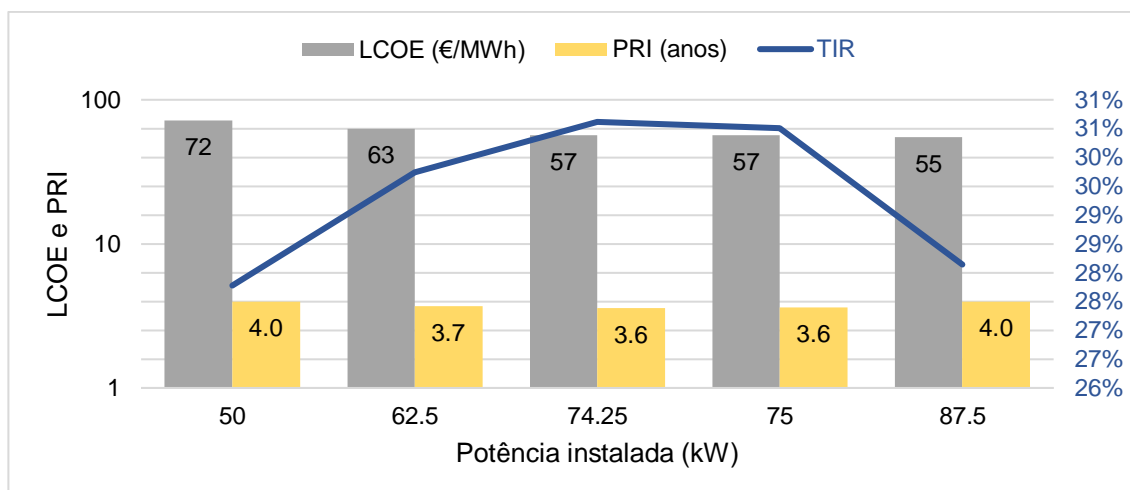


Figura 4.85 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 191 kWh (LFP) para um *prosumer* industrial médio – Lezíria do Tejo

Os resultados apresentados a partir da Figura 4.80 à Figura 4.85 representam os investimentos mais elevados em sistemas PV em função das baterias de iões de lítio. Com uma redução de 50% no preço das baterias, os montantes de investimento totalizam 50 k€ até 62 k€. Estas instalações têm intervalos de TIR entre 28% e 43%, e PRI entre 4 anos e 2 anos nos pontos de potência ótima. Verifica-se rácios de autoconsumo entre 76% e 100%, e maiores taxas de independência à rede elétrica, i.e. rácios de autossuficiência entre 21% e 67%.

Sistemas PV com armazenamento de gel (com redução de 50% nos preços) (demais consumidores industriais)

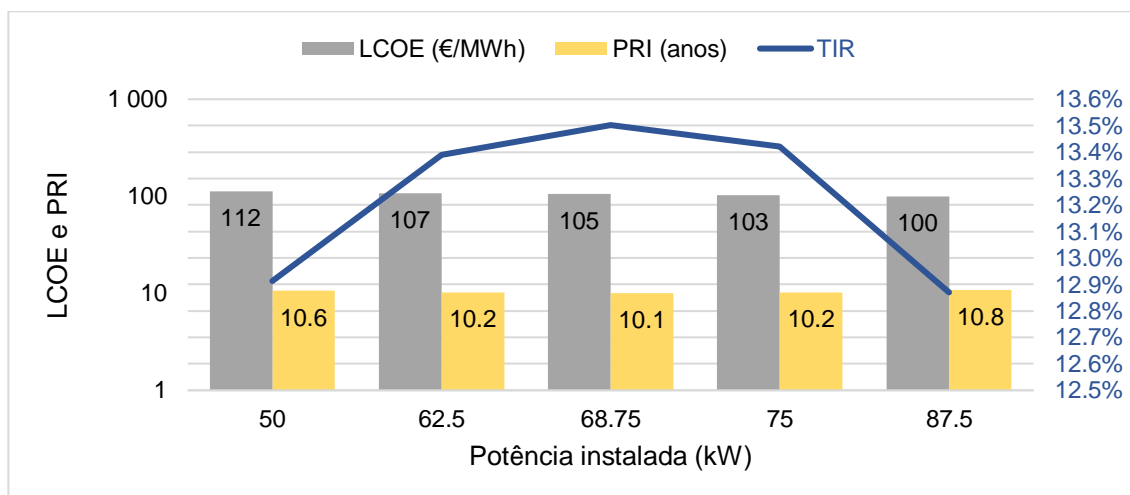


Figura 4.86 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* industrial médio – Ave

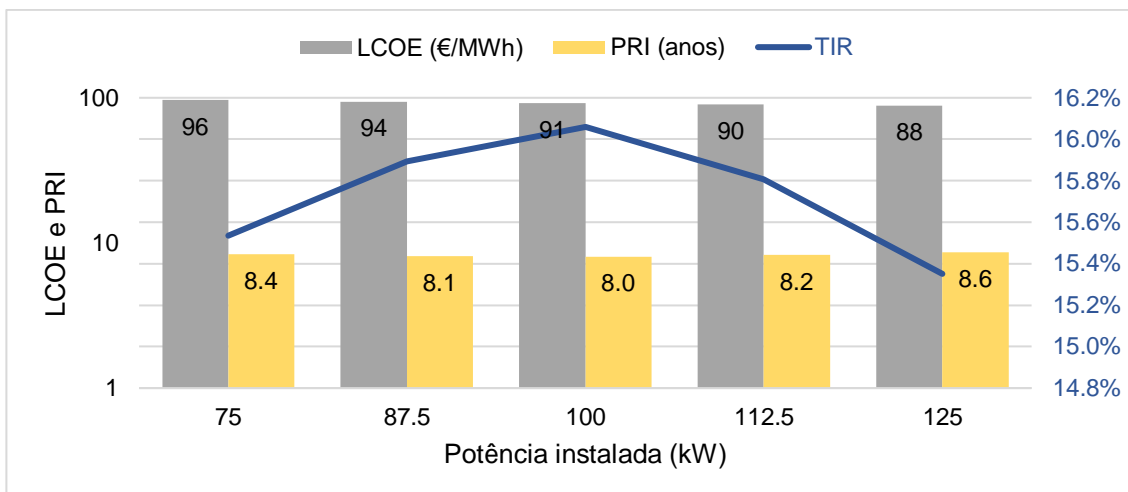


Figura 4.87 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 145,5 kWh (gel) para um *prosumer* industrial médio – Região de Aveiro

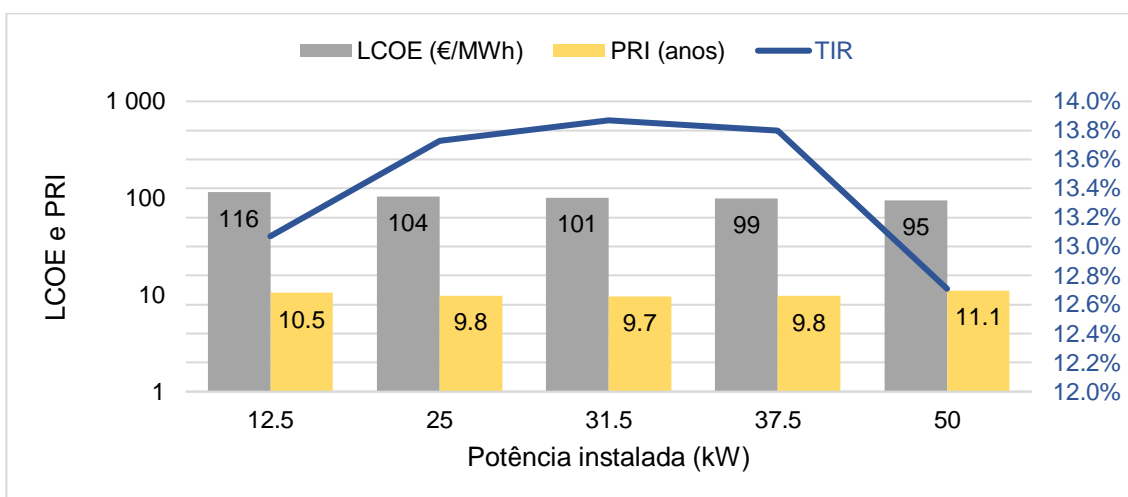


Figura 4.88 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* industrial médio – Viseu-Dão-Lafões

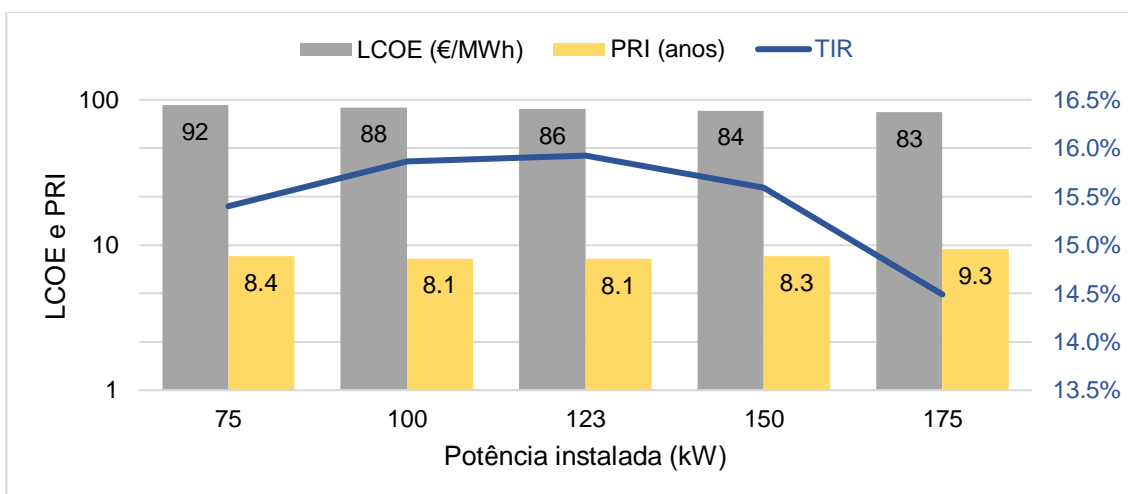


Figura 4.89 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 1 kWh (gel) para um *prosumer* industrial médio – Região de Coimbra

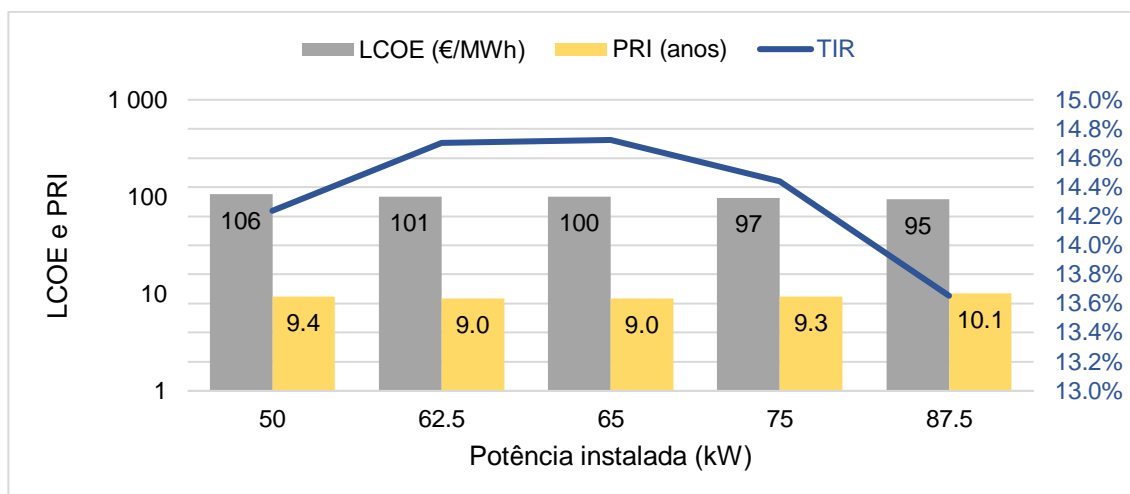


Figura 4.90 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 145 kWh (gel) para um *prosumer* industrial médio – Região de Leiria

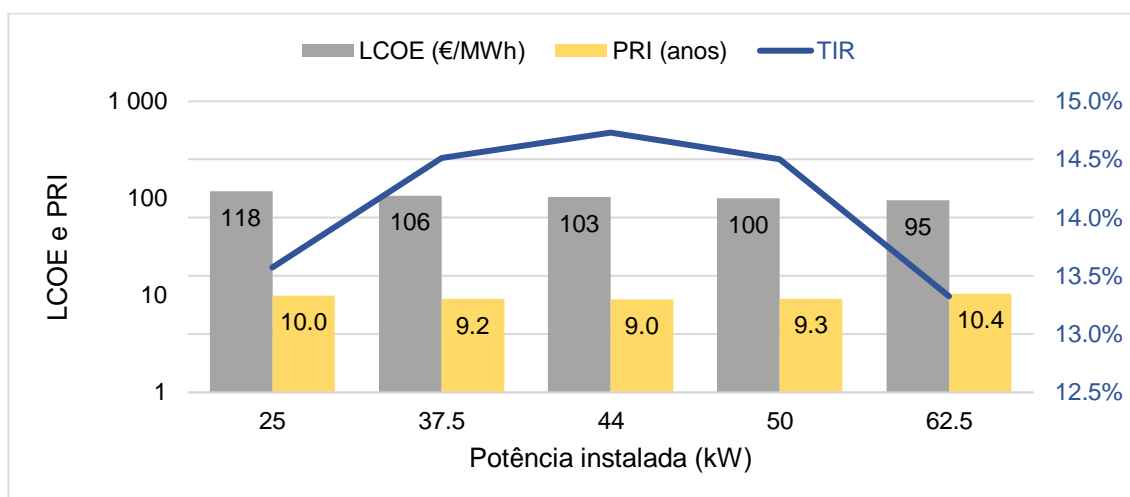


Figura 4.91 - Desempenho da viabilidade económica de uma UPAC com armazenamento de 78 kWh (gel) para um *prosumer* industrial médio – Lezíria do Tejo

As figuras apresentadas para os sistemas PV com armazenamento de gel para *prosumers* industriais (Figura 4.86 à Figura 4.91) exibem resultados menos atrativos do que a alternativa de LFP. Para aplicações entre 55 k€ e 180 k€, implementa-se sistemas PV com potência ótima e acumulação energética que resultam em TIR entre 13% e 16%, e PRI entre 10 anos e 8 anos. Observa-se índices de autoconsumo entre 97% e 100%, e rácios de autossuficiência entre 28% e 40%.

4.2.5 Síntese dos resultados alcançados

As tabelas abaixo elencam os sistemas PV com melhor rentabilidade (i.e. máxima TIR) do setor agregado para as tipologias doméstica, comercial e industrial, respetivamente:

- Tabela 4.9, Tabela 4.10 e Tabela 4.11 – melhores investimentos em UPAC de uma forma geral;
- Tabela 4.12, Tabela 4.13 e Tabela 4.14 – melhores investimentos em UPAC com acumulação energética.

Tabela 4.9 - Síntese dos melhores resultados segundo a máxima TIR para *prosumers* residenciais médios

Regiões	Potênc. (kWp)	Inves. inic. (€)	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)	Autoc. (%) ^a	Autos. (%) ^a
A.M. Porto	0,75	1 592	2 423	14,3	8,3	122	90,7	34,9
Trás-os-Montes	0,5	1 188	1 548	12,3	9,7	131	83,2	36,4
Região Coimbra	0,5	1 188	1 546	13,0	9,1	136	94,1	33,8
A.M. Lisboa	0,5	1 188	1 680	13,7	8,6	129	92,7	33,4
Alentejo Central	0,75	1 592	2 616	14,9	7,9	111	83,5	38,5
Algarve	0,5	1 188	2 028	15,5	7,5	118	97,4	32,4

Nota: Cenários contemplam a opção tarifária bi-horária e custo de financiamento; a. rácios só para 1º ano

Tabela 4.10 - Síntese dos melhores resultados segundo a máxima TIR para *prosumers* comerciais médios

Regiões	Potênc. (kWp)	Inves. inic. (€)	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)	Autoc. (%) ^a	Autos. (%) ^a
A.M. Porto	5	6 503	21 244	23,4	4,9	86	100	34,6
Trás-os-Montes	2,5	3 937	9 959	19,4	6,0	97	96,4	40,1
Região Coimbra	4,75	6 265	19 364	22,2	5,2	86	96,0	42,4
A.M. Lisboa	5	6 503	23 143	25,0	4,5	81	100	33,3
Alentejo Central	4,25	5 778	19 801	24,1	4,7	81	98,2	41,2
Algarve	4,5	6 023	22 356	25,6	4,4	76	97,4	41,7

Nota: Cenários contemplam a opção tarifária bi-horária e custo de financiamento; a. rácios só para 1º ano

Tabela 4.11 - Síntese dos melhores resultados segundo a máxima TIR para *prosumers* industriais médios

Regiões	Potênc. (kWp)	Inves. inic. (€)	VAL (k€)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)	Autoc. (%) ^a	Autos. (%) ^a
A.M. Porto	54	47 654	226,7	29,9	3,7	52	96,9	38,8
Ave	69	57 107	293,9	31,9	3,4	50	97,0	38,6
Região Aveiro	100	75 138	482,7	39,0	2,7	43	98,1	37,8
Viseu- D.-L.	42,5	39 944	193,3	30,3	3,6	54	97,4	37,9
Região Coimbra	127,5	90 390	606,5	40,7	2,6	42	99,3	34,9
Região Leiria	64,75	54 487	300,4	34,0	3,2	48	97,2	38,9
Lezíria do T.	44,75	41 490	216,5	32,4	3,4	50	97,2	38,1
A.M. Lisboa	60,75	54 487	292,6	34,6	3,1	48	97,1	37,7

Nota: Cenários contemplam o custo de financiamento; a. rácios só para 1º ano

Tabela 4.12 - Síntese dos melhores resultados de sistemas PV com armazenamento (com redução de 50% nos preços) segundo a máxima TIR para *prosumers* residenciais médios

Reg.	Pot. (kWp)	Ener. (kWh)	Inves. ini. (€)	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)	Ac. (%) ^a	As. (%) ^a
A.M. Porto	1	1	2 248	1 731	9,8	11,8	184	79,6	46,9
Trás-os- Montes	0,75	1,25	1 758	733	7,3	16,5	203	69,7	57,4
Região Coimbra	0,75	1	1 707	1 087	8,9	12,4	200	78,6	50,8
A.M. Lisboa	0,75	1	1 707	1 245	9,5	11,9	191	77,3	49,7
Alentejo Central	0,75	1	1 707	1 673	11,4	10,4	184	85,3	45,4
Algarve	0,75	1	1 707	1 819	11,8	10,1	175	81,7	47,8

Nota: Cenários contemplam a opção tarifária bi-horária e custo de financiamento; somente baterias de gel; a. rácios só para 1º ano

Tabela 4.13 - Síntese dos melhores resultados de sistemas PV com armazenamento (com redução de 50% nos preços) segundo a máxima TIR para *prosumers* comerciais médios

Reg.	Pot. (kWp)	Ener. (kWh)	Inves. ini. (€)	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)	Ac. (%) ^a	As. (%) ^a
A.M. Porto ^b	11	19	17 076	32 058	16,1	7,3	119	74,4	73,1
Trás-os- Montes ^c	2,5	1	5 364	7 096	12,9	9,5	154	96,5	41,4
Região Coimbr. ^b	8,75	16,5	15 542	22 571	13,7	8,5	134	71,9	77,9
A.M. Lisboa ^b	11,25	21,5	17 624	36 490	17,3	6,7	115	74,9	73,2
Alentejo Central ^b	8,25	16,25	15 085	24 762	14,9	7,9	126	72,4	78,2
Algarve ^b	8,25	16,75	15 355	27 353	15,7	7,4	122	73,9	76,7

Nota: Cenários contemplam a opção tarifária bi-horária e custo de financiamento; a. rácios só para 1º ano; b. baterias de LFP; c. baterias de gel

Tabela 4.14 - Síntese dos melhores resultados de sistemas PV com armazenamento (com redução de 50% nos preços) segundo a máxima TIR para *prosumers* industriais médios

Reg.	Pot. (kWp)	Ener. (kWh)	Inves. ini. (€)	VAL (k€)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)	Ac. (%) ^a	As. (%) ^a
A.M. Porto	74,25	159	59 530	281,2	30,2	3,7	59	85,3	54,8
Ave	74,5	112	56 737	312,3	34,5	3,1	56	94,6	42,9
Região Aveiro	74,5	22	51 022	366,6	43,3	2,4	45	100	28,7
Viseu-D.-L.	74,25	188	61 330	267,3	28,2	3,9	59	76	67,0
Região Coimb.	74,5	1	49 718	360,9	43,4	2,4	43	100	20,6
Região Leiria	74,5	122,5	57 389	334,8	36,2	3,0	54	92,5	46,0
Lezíria do T.	74,25	191	61 516	294,9	30,6	3,6	57	78,1	64,5
A.M. Lisboa	74,25	140,5	58 307	339,6	36,2	3,0	54	90,3	47,3

Nota: Cenários contemplam o custo de financiamento; somente baterias de LFP; a. rácios só para 1º ano

No que diz respeito à área necessária para implementar os sistemas PV nas coberturas dos edifícios, a multiplicação de 7 m²/kWp pela potência ótima (Tabela 4.9, Tabela 4.10 e Tabela 4.11) e o número de consumidores das sub-regiões da Tabela 3.1, resultou nos valores exibidos na Tabela 4.15. Referente à potência ótima do Alentejo Central para a tipologia industrial, considerou-se um ponto de potência ligeiramente inferior (43 kWp) à Lezíria do Tejo já que o consumo médio anual é semelhante (161 MWh comparado com 163 MWh), com uma irradiação marginalmente maior de acordo com a Tabela 3.4 (Évora: 2125 kWh/m² e Santarém: 2078 kWh/m²). Para um *prosumer* industrial no Algarve, o consumo anual é só o dobro de um *prosumer* comercial (cerca de 32 MWh/ano), logo assumiu-se uma potência ótima duas vezes maior (9 kWp) (PORDATA, 2019a).

Tabela 4.15 - Área necessária para instalar UPAC na cobertura de edifícios

NUTS III	Área de cobertura necessária (km²)			Total (km²)	Disponível (km²) ^a
	Doméstico	Comercial	Industrial		
A. M. Porto	4,26	3,90	6,38	14,54	Norte: 50
Região de Coimbra	0,94	1,04	3,25	5,23	Centro: 50
A. M. Lisboa	5,16	6,43	6,94	18,53	A. M. L.: 20
Alentejo Central	0,46	0,32	0,46	1,23	Alentejo: <20
Algarve	1,26	1,80	0,38	3,44	Algarve: <20
Total	12,07	13,48	17,42	42,98	<160

Nota:a. Referência de valores mínimos para NUTS II da Tabela 2.4

Ao verificar a representatividade das regiões NUTS III no que tange ao número de consumidores conforme a Tabela 3.1, percebe-se que a A. M. Porto concentra quase metade na região do Norte, a Região de Coimbra cobre um pouco menos de um quinto do Centro e o Alentejo Central reúne cerca de 20% dos consumidores na região do Alentejo (A. M. Lisboa e Algarve contemplam 100%).

5 Discussão dos resultados

5.1 Potencial técnico PV em Portugal

No âmbito do Roteiro para Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), para calcular a capacidade instalada e de produção do solar PV descentralizado, buscou-se métodos alternativos para estimar e comparar o potencial técnico fotovoltaico em Portugal. A primeira abordagem visou replicar a análise do RNC2050, embora considerando somente a área de cobertura dos edifícios e não das fachadas (adaptado de IEA, 2002). Esta diferença mostra-se nos resultados de capacidade técnica de energia e potência instalada, sendo que no RNC2050 estima-se, respetivamente, cerca de 21,5 TWh/ano e 12,5 GW em 2050, enquanto neste trabalho calculou-se 15,5 TWh/ano e 10,7 GW. O pressuposto das horas de produção equivalente, assumido como 1 450 horas/ano, também pode ter sido outro critério divergente.

Com o objetivo de usar variáveis mais direcionadas para a realidade portuguesa, a utilização de um conjunto de pressupostos distintos da Agência Internacional de Energia resultou numa valorização do potencial do solar PV distribuído em relação ao RNC2050, incrementando a geração de energia elétrica para 29,9 TWh/ano (contra 21,5 TWh/ano) e a capacidade instalada para 20,6 GW (contra 12,5 GW). A adoção dos dados de área edificada da DGEG (“Estratégia Nacional para a Renovação de Edifícios”) (DGEG, 2014), permite alcançar a estimativa de área de cobertura solar sem depender dos dados de população, conforme é utilizado no relatório da IEA (*Potential for Building Integrated Photovoltaics*) (IEA, 2002). Ao utilizar dados específicos, ao invés de um parâmetro médio (i.e. 18,5 m²/capita), assume-se um menor erro padrão da estimativa e, consequentemente, calcula-se um potencial técnico derivado diretamente da área útil disponível para instalação de módulos solares.

A publicação do *Energy Technology Perspectives* (IEA, 2016b) introduz uma forma diferente de computar a área disponível em zonas urbanas a partir da densidade populacional. Esta abordagem é mais simples do que métodos que usam sistemas de informação geográfica para modelar a área a partir de imagens de satélite, mas pode não refletir precisamente a organização urbana de cidades maiores e menores, superestimando ou subestimando a extensão de cobertura solar. Em síntese, calculou-se potenciais acima dos valores do RNC2050, sugerindo, com base nos demais resultados de capacidade técnica, que existe boa margem para o PV distribuído desenvolver-se além das projeções do roteiro.

Apoiado nos dados da Tabela 4.15, infere-se que a estimativa das áreas de cobertura solar necessárias para instalar painéis solares de sistemas PV com potência ótima cabem dentro da disponibilidade existente nos edifícios de cada região. Mesmo extrapolando os valores de área necessária dos territórios NUTS III (Tabela 4.15) para a totalidade dos consumidores nas

regiões NUTS II (Tabela 3.1), o espaço mínimo de cobertura seria suficiente: Norte ($31,8 \text{ km}^2 < 50 \text{ km}^2$); Centro ($26,6 \text{ km}^2 < 50 \text{ km}^2$); A. M. Lisboa ($18,5 \text{ km}^2 < 20 \text{ km}^2$); Alentejo ($5,8 \text{ km}^2 < 20 \text{ km}^2$); e Algarve ($3,4 \text{ km}^2 < 20 \text{ km}^2$). Nesta extrapolação, o total resultaria em $86,2 \text{ km}^2$, que fica confortavelmente abaixo da previsão disponível de cerca de 160 km^2 . Vale ressaltar que nesta análise comparando valores absolutos o espaço disponível é aceitável; porém, numa averiguação de um edifício com um número elevado de residentes ou empresas, o espaço de cobertura pode não ser adequado para acomodar uma (ou várias) UPAC com potência ótima que atenda toda a procura local.

Pode-se afirmar, portanto, que com a área disponível estimada no contexto desta dissertação, há espaço suficiente para cumprir os objetivos do RNC2050 e alcançar um potencial técnico PV descentralizado maior do que foi previsto no roteiro (Tabela 4.1 e Figura 2.16). A abordagem da IEA no *Energy Technology Perspectives* (IEA, 2016b), embora tenha bom grau de confiabilidade, só leva em consideração a densidade populacional para determinar a área de cobertura solar. Com isto, assume-se que a tipologia dos edifícios é a mesma, e que a organização urbana só depende da densidade demográfica e segue um único padrão no país todo. Logo, pode não ser a referência mais realista para mensurar a capacidade teórica do solar PV distribuído, mas possui o método mais simples de estimá-lo na ausência de outros parâmetros de cálculo.

5.2 Viabilidade económica

Os resultados do estudo de viabilidade económica de sistemas PV estão fundamentados num conjunto de pressupostos que visa simplificar a comparação entre cada *prosumer* para três tipologias distintas: residencial, comercial e industrial.

Os perfis de consumo e produção PV foram elaborados segundo bases de dados *online* (Figura 3.10), sendo que o consumo de cada localidade pesquisada difere em amplitude mas apresenta o mesmo padrão de variação de acordo com a tipologia. Assente nestas condições, e em cima de uma pesquisa de mercado para precificar as UPAC e as baterias (Anexo E), detalhou-se a abordagem para explorar o impacte que algumas variáveis têm nos resultados de viabilidade económica para uma taxa de atualização constante (4%), nomeadamente: o padrão e amplitude de consumo; a irradiação; a escolha da potência da UPAC; a capacidade, tecnologia e preço do armazenamento energético; o preço das tarifas de energia elétrica; a área disponível para instalação dos módulos PV e das baterias; a disponibilidade financeira do investidor; e o custo do financiamento.

No presente trabalho, a análise da capacidade de pagamento dos consumidores em cada região não foi considerada, mas demonstrou-se que a disponibilidade de fazer o investimento à vista contribui para resultados económicos mais favoráveis. A área necessária para acondicionar

uma UPAC com armazenamento não foi contabilizada, calculando-se somente que um sistema de 1 kWp sem acumulação energética ocupa cerca de 7 m² (já contemplando vias de acesso e espaço para manutenção).

O acoplamento de um banco de baterias fará com que este parâmetro aumente, o que pode dificultar a viabilidade de instalar um sistema PV em determinados edifícios com restrição de espaço. As baterias de íões de lítio, por exemplo, possuem uma densidade energética mais elevada, então são mais compactas do que as baterias de chumbo-ácido – embora na ótica da viabilidade económica para aplicações residenciais e algumas comerciais, a alternativa com eletrólito de gel é mais atrativa do que a de LFP.

Outro fator ligado ao espaço e distância entre módulos é o sombreamento, para o qual estimou-se uma perda de 10% para tipologias domésticas e comerciais (maior proximidade entre módulos e outros edifícios ou obstruções), e 5% para tipologias industriais (mais espaço disponível e menos obstáculos entre módulo e a trajetória solar), baseado em dados do manual GreenPRO.

No que diz respeito à jornada do consumidor na aquisição de uma UPAC, apurou-se os preços de *kits* de autoconsumo (sem e com armazenamento, além de componentes e infraestrutura de apoio), baterias (para eventual substituição), custos de transporte e instalação, e uma linha de financiamento acessível (linhas de crédito do banco CGD).

Fundamentado em quase 60 ofertas distintas de diferentes comercializadores no mercado, traçou-se uma curva de tendência do preço por watt de uma UPAC, sem e com armazenamento (baterias de íões de lítio e chumbo-ácido), que norteou o comportamento do investimento total no estudo de viabilidade económica. Contemplando os custos de financiamento, os valores variaram desde 2,38 €/Wp e 3,22 €/Wp, respetivamente, para UPAC sem e com armazenamento de LFP (com redução de 50% no preço das baterias) para *prosumers* residenciais, até 0,71 €/Wp e 0,67 €/Wp, respetivamente, para UPAC sem e com armazenamento de LFP (também com redução de 50%) para *prosumers* industriais. Evidenciou-se as economias de escala para potências crescentes, motivo pelo qual os sistemas PV com baterias de LFP (mais eficiente do que a alternativa de gel) apresentam resultados financeiros razoáveis para consumidores comerciais e industriais.

No caso dos sistemas PV com baterias de gel, verificou-se maior viabilidade económica para consumidores domésticos (e também para Trás-os-Montes na tipologia comercial), essencialmente por causa do menor investimento necessário mesmo apresentando uma eficiência de ciclo inferior às baterias de LFP. Para estas configurações e considerando a redução de 50% nos preços, observou-se cifras desde 2,34 €/Wp para consumidores residenciais até 1,48 €/Wp para consumidores industriais – há uma menor redução de preço consoante o aumento da potência instalada comparado com sistemas PV com baterias de LFP.

Um aspeto relevante da modelação da energia extraída do banco de baterias é que considerou-se uniforme sua distribuição para cobrir parcialmente ou totalmente a procura de energia elétrica quando não há produção fotovoltaica. Isto não faz diferença para a opção tarifária

simples, mas na bi-horária, onde as horas fora de vazio estão compreendidas entre as 8h e 22h, convém disponibilizar toda a energia acumulada nas baterias para atender o consumo até as 22h. Desta forma, maximizar-se-á a poupança com o armazenamento e tornar-se-á seu investimento mais vantajoso. Para clientes comerciais que têm um consumo diário que acompanha o pico de produção solar PV, a diferença não é significativa; já para *prosumers* residenciais, as UPAC com armazenamento tornam-se mais rentáveis sobretudo quando o pico de consumo diário situa-se das 17h às 22h durante o ano todo.

Outro ponto de poupança que não foi ponderado foi o imposto especial de consumo de energia (IEC), que proporcionaria ganhos de 0,001 € para cada kWh autoconsumido. Assim, pode-se afirmar que os resultados financeiros atingidos podem estar abaixo do potencial de viabilidade económica.

É importante salientar que neste estudo realizou-se iterações de potências em intervalos de 250 Wp e capacidades de armazenamento em intervalos de 250 Wh, para maximizar a taxa interna de retorno (TIR) nas diferentes configurações dos sistemas PV para cada localidade e tipologia de consumidor. Ao invés de calcular o valor atual líquido (VAL) de um projeto, muitas empresas preferem comparar a TIR com o custo de capital como critério de decisão – muitas literaturas financeiras também recomendam a utilização deste indicador. Mas para mostrar o valor agregado ao investidor, a técnica do VAL é a mais indicada e usada quase na mesma proporção que a TIR (seguido pelo período de retorno de investimento - PRI) pelas empresas em projetos de investimento (Brealey, et al., 2017).

Com relação aos cenários da avaliação de viabilidade económica para cada tipologia explorada, verifica-se que a TIR mais elevada conduz ao menor PRI atualizado do investimento, e um VAL (na maioria dos casos) abaixo de seu ponto máximo. Com o aumento da potência até a máxima TIR, observa-se um aumento do rácio de autossuficiência e VAL, enquanto diminuem-se o rácio de autoconsumo, PRI atualizado e o custo nivelado de energia (LCOE). Após o pico da TIR, elevam-se o rácio de autossuficiência, PRI e VAL (com exceção do valor atual líquido para os consumidores domésticos que possuem UPAC com armazenamento, pois neste ponto o custo marginal das baterias é superior ao benefício marginal do autoconsumo, fazendo o VAL diminuir), ao passo que os outros índices decrescem.

Para qualquer aumento de potência, a maior produção de energia elétrica acarreta uma redução no LCOE – dilui-se os custos do sistema com a geração PV. Comparado com o ponto de maior TIR (maximização da energia elétrica autoconsumida, garantindo uma remuneração maior), o pico do VAL (maior margem de lucro e mais venda de energia elétrica) está associado a uma potência instalada maior, aumentando os índices de autossuficiência e PRI, e minorando o autoconsumo e LCOE. Com o aumento da capacidade de armazenamento de energia elétrica para um mesmo ponto de potência, elevam-se os rácios de autoconsumo (menos exportação de energia elétrica) e autossuficiência (maior independência à RESP). De uma forma geral, quanto mais coincidentes forem os diagramas de carga com os perfis de geração, melhor serão os valores dos indicadores financeiros retratados como maior TIR e VAL e menor PRI.

Desta forma, no âmbito dos consumidores residenciais, nota-se diversos graus de viabilidade económica consoante a localização, amplitude de consumo e se o sistema PV possui ou não um banco de baterias. Os consumos médios rondam os 2 MWh/ano com variação da irradiação anual de 1907 kWh/m² no Porto, 2045 kWh/m² em Lisboa e 2221 kWh/m² em Faro. A localidade mais desfavorável para instalar um sistema PV é a região de Trás-os-Montes, que apesar de possuir uma irradiação maior que o Porto (1981 kWh/m²), o consumo anual é o menor com menos de 1,7 MWh/ano. Por outro lado, o Algarve dispõe das melhores condições para investir numa UPAC para atender a procura média de 2,5 MWh/ano.

Esta disparidade provoca uma diferença de TIR que varia de 10% à 13% nos locais estudados, considerando uma opção tarifária simples. Com uma tarifa bi-horária, aumenta-se estes valores para 12% e quase 16% (Tabela 4.9), podendo chegar até 17% no Algarve se desconsiderar-se o custo financeiro. Na mesma situação tarifária, o PRI varia entre 10 anos em Trás-os-Montes e 8 anos no Algarve, mas pode ser reduzido para 7 anos ao excluir o custo de financiamento. Quanto ao LCOE, verificou-se o maior valor na Região de Coimbra (136 €/MWh) e o menor valor no Alentejo Central (111 €/MWh).

Para os *prosumers* domésticos, o investimento num sistema PV com armazenamento leva a resultados discrepantes entre as tecnologias de LFP e gel. Considerando o desconto nos preços das baterias – sem a qual não haveria viabilidade económica, para a tecnologia de iões de lítio observa-se índices de TIR de 4% em Trás-os-Montes até 7% no Algarve, com variação do PRI entre 27 anos e 18 anos, respetivamente. Já para as baterias de chumbo-ácido (Tabela 4.12), verifica-se uma TIR entre 7% (Trás-os-Montes) e 12% (Algarve), e um PRI entre 17 anos e 10 anos, respetivamente. No que se refere ao LCOE, afere-se aumentos maiores neste indicador com baterias de LFP do que com baterias de gel.

Relativamente aos *prosumers* comerciais, cujos consumos médios estão entre 8 MWh/ano e 21 MWh/ano, constata-se oscilações de TIR entre 16% e 21% nos locais estudados, tendo em conta uma opção tarifária simples. Com uma tarifa bi-horária, amplia-se estes valores para um intervalo entre 19% e 26% (Tabela 4.10), podendo ultrapassar 28% no Algarve excluindo o custo financeiro. Na mesma opção tarifária, o PRI varia entre 6 anos em Trás-os-Montes e 4 anos no Algarve. No tocante ao LCOE, observou-se custos desde 97 €/MWh em Trás-os-Montes até 76 €/MWh no Algarve.

Na tipologia comercial, com exceção da região de Trás-os-Montes, investimentos em UPAC com armazenamento transformam-se em resultados mais atrativos com a adoção da tecnologia de LFP ao invés da alternativa eletroquímica de gel. A dedução no preço das baterias de LFP converte-se num intervalo de TIR de 14% na Região de Coimbra até 17% na A. M. Lisboa, com variação do PRI entre 9 anos e 7 anos, respetivamente (Tabela 4.13). No caso de Trás-os-Montes, um sistema PV com armazenamento de gel é mais rentável, apresentando uma TIR de 13% e um PRI superior a 9 anos. Comparado com unidades sem acumulação, verifica-se um acréscimo no LCOE de 37% na A. M. Lisboa e 58% no Algarve ao implementar baterias de LFP,

respetivamente, e um incremento de 58% em Trás-os-Montes com a instalação de baterias de gel.

Por sua vez, os consumidores industriais analisados apresentam a maior flutuação relativa de procura de energia elétrica das tipologias investigadas, partindo de 149 MWh/ano até 487 MWh/ano. Ao suprir esta demanda com uma UPAC, os sistemas PV apresentam um intervalo de TIR entre 30% (A. M. Porto) e 40% (Região de Coimbra), PRI entre 4 anos (A. M. Porto) e 3 anos (Região de Coimbra) e LCOE entre 54 €/MWh (Viseu-Dão-Lafões) e 42 €/MWh (Região de Coimbra) (Tabela 4.11).

O investimento em unidades de produção PV com armazenamento na escala industrial conduz a resultados financeiros favoráveis, principalmente com a redução no preço das baterias. Sendo assim, para sistemas com a tecnologia de LFP, verifica-se valores de TIR entre 28% (Viseu-Dão-Lafões) e 43% (Região de Aveiro e Região de Coimbra), e PRI entre 4 anos (Viseu-Dão-Lafões) e 2 anos (Região de Aveiro e Região de Coimbra). Quanto ao LCOE em relação aos sistemas sem armazenamento, constata-se acréscimos entre 2% (Região de Coimbra, com a capacidade mínima de armazenamento) e 13% (A. M. Porto e A. M. Lisboa), respetivamente, com a vinculação de um banco de baterias de LFP (Tabela 4.14).

Com uma potência elevada (~74 kWp), reduz-se significativamente o custo marginal dos sistemas com armazenamento de acordo com a pesquisa de mercado e, em conjunto com a diminuição estimada no preço das baterias, tem-se um valor de custo nivelado de energia próximo das UPAC sem armazenamento. Após a potência instalada de 74,5 kWp, considerou-se que não há mais redução do custo marginal dos sistemas PV com baterias de LFP, já que alcança-se o custo mínimo estabelecido (~0,65 €/Wp), o que ocasiona retornos decrescentes e consequente queda da TIR e aumento do PRI. Observa-se, ainda, que para a maioria das regiões, quanto menor for o rácio de autoconsumo, maior é a capacidade de armazenamento energético e rácio de autossuficiência – tem-se mais excedente de energia elétrica para acumular nas baterias e utilizar fora do período de geração fotovoltaica.

Baseado nos preços correntes do mercado, o elevado custo das unidades de produção PV com armazenamento as tornam menos competitivas do que os sistemas PV sem baterias, embora sejam eficazes ao proporcionar elevada autonomia aos consumidores. O preço mais acessível das baterias de chumbo-ácido para sistemas com potência menor que 5 kWp permite uma condição mais vantajosa para clientes residenciais. Por outro lado, os ganhos com maior eficiência e economias de escala fazem com que as baterias de íões de lítio sejam mais adequadas para consumos maiores (comercial e principalmente industrial), além de possuir maior durabilidade.

Em função dos resultados obtidos para cada tipologia estudada, observa-se que os investimentos mais rentáveis estão associados aos consumidores com maiores faturas de energia elétrica. Uma maior sobreposição do perfil de produção com o diagrama de carga tem como consequência mais custos evitados, especialmente quando a irradiação anual é mais significativa. Estes fatores elucidam o grau de viabilidade económica nas localidades de cada

tipologia, sendo que: na região do Algarve e Alentejo tem-se as condições mais favoráveis para investimentos em UPAC – motivo pelo qual o LCOE é inferior nestes territórios; os perfis de consumo das tipologias comercial e industrial favorecem resultados mais atrativos com picos de procura próximos do pico solar; a previsão do aumento do custo da energia elétrica é maior do que a projeção de crescimento do preço da energia elétrica vendida, sendo mais vantajoso sistemas e tipologias que maximizam o autoconsumo e minimizam as vendas.

Em Portugal, o custo elevado das tarifas de energia elétrica condiciona a viabilidade económica das UPAC em todas as tipologias retratadas. Fazendo uma comparação com unidades de geração PV sem armazenamento, o custo da energia elétrica para consumidores residenciais com 3,45 kVA é de quase 0,19 €/kWh (tarifa simples, com IVA), ao passo que o LCOE dos sistemas PV (com financiamento) situa-se entre 0,11 €/kWh (Alentejo Central) e 0,14 €/kWh (Região de Coimbra). Para os consumidores comerciais com potência contratada de 20,7 kVA, a componente variável da tarifa de energia elétrica é praticamente a mesma (0,19 €/kWh, embora o custo fixo seja superior) mas o LCOE das UPAC (com financiamento) encontra-se compreendido entre 0,08 €/kWh (Algarve, Alentejo Central e A. M. Lisboa) e 0,1 €/kWh (Trás-os-Montes). No caso dos consumidores industriais, o termo variável da tarifa de energia oscila entre 0,08 €/kWh e 0,17 €/kWh (com IVA) para além da potência utilizada em horas de ponta (0,4 €/kW.dia, com IVA), enquanto o custo nivelado de energia de uma unidade de produção (com financiamento) localiza-se no patamar entre 0,04 €/kWh (Região de Coimbra e Região de Aveiro) e 0,05 €/kWh (todas as demais localidades estudadas).

Os objetos de estudo da presente dissertação refletem perfis genéricos de consumidores residenciais, comerciais e industriais em diferentes regiões de Portugal, e pertencem a uma classe específica de consumo médio (setor agregado). No caso dos clientes domésticos, os resultados obtidos no subcapítulo 4.2.2 são representativos de cada região NUTS III dado que a procura de energia elétrica não tem uma variação tão elevada em relação aos setores comercial e industrial. Para o caso dos clientes não-residenciais (subcapítulo 4.2.3 e 4.2.4), as magnitudes de consumo podem variar substancialmente dos montantes considerados no estudo para as diferentes empresas (comercial e industrial) em cada localidade. Neste caso, aplicar-se-ia a mesma metodologia do subcapítulo 3.3 para avaliar a viabilidade económica de diferentes dimensões de sistemas PV mais adequados para cada consumidor.

6 Conclusões e trabalhos futuros

6.1 Trabalho desenvolvido

No âmbito do compromisso de Portugal em atingir a neutralidade carbónica em 2050, a divulgação do RNC2050 apresentou trajetórias setoriais que suportam a mudança de paradigma do parque eletroprodutor nacional. Neste roteiro, a energia solar fotovoltaica assume um papel central na transição energética com projeções significativas do PV descentralizado.

Em função do Decreto-Lei 153/2014, que regulamenta a geração distribuída de energia, bem como o Diploma aprovado em 27 de julho de 2019 tratando do autoconsumo coletivo e comunidades de energia renovável, a tecnologia PV obtém um crescente apoio político e regulatório num mercado com preços progressivamente menores. Por sua vez, o armazenamento energético também ganha destaque na complementaridade às unidades de produção, maximizando o autoconsumo e autossuficiência das instalações fotovoltaicas.

Neste trabalho, conseguiu-se avaliar o potencial técnico PV no território nacional assim como a viabilidade económica das UPAC, sem e com acumulação energética, para diferentes regiões portuguesas nas tipologias doméstica, comercial e industrial.

6.2 Principais resultados e conclusões

O modelo construído para o presente estudo compreendeu três metodologias de cálculo a partir de publicações da IEA para estimar o potencial teórico de produção PV em Portugal, e a apreciação da viabilidade técnico-económica de projetos de sistemas PV em condições distintas de funcionamento.

Referente às aplicações dos modelos de cálculo da IEA (subcapítulo 3.2), verificou-se que existe um potencial técnico superior àquele que foi estimado no RNC2050 (subcapítulo 4.1). Ao adaptar alguns pressupostos genéricos na metodologia adotada no roteiro, identificou-se uma capacidade de geração de quase 30 TWh/ano (Anexo D), comparado com a projeção de até 22 TWh/ano no cenário otimista em 2050 (MATE, 2019b). Esta discrepância resulta da variável de área de cobertura solar de 18,5 m²/capita usada na abordagem original, e a utilização da área do parque edificado segundo a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) no procedimento de cálculo ajustado (adaptado de IEA, 2002; DGEG, 2014). O emprego da abordagem publicada no *Energy Technology Perspectives* produziu um resultado mais discrepante de 54 TWh/ano (Anexo D), decorrente de um método mais generalizado de cálculo com base na densidade populacional (adaptado de IEA, 2016b). Uma pesquisa usando sistemas de informação

geográfica indicou um potencial de 24,26 TWh/ano em Portugal (Bódis, et al., 2019), mostrando que existe margem para ultrapassar a capacidade estimada no RNC2050.

A estimativa de área de cobertura solar em Portugal calculada com dados da DGEG (adaptado de IEA, 2002; DGEG, 2014) aponta para uma área potencial de cobertura solar de 156 km² (Anexo D), valor comparável com as estimativas de outros estudos de 160 km² (Huld, et al., 2018) e 170 km² (Bódis, et al., 2019). Em termos absolutos, este valor supera a necessidade de área para as projeções do RNC2050 (91 km², assumindo um potencial de 13 GW e um fator de área de 7 m²/kWp), sendo possível instalar-se um potencial PV distribuído acima da previsão otimista do roteiro (subcapítulo 4.1).

No que concerne à viabilidade económica de unidades de produção PV sem armazenamento para perfis genéricos do setor agregado, os consumos residenciais médios (i.e. na ordem de 2 MWh/ano) com tarifa bi-horária produzem um intervalo de TIR entre 12% e 16%, PRI entre 10 anos e 7 anos, e LCOE entre 140 €/MWh e 110 €/MWh. Os consumos comerciais médios (i.e. entre 8 MWh/ano e 21 MWh/ano) resultam num intervalo de TIR entre 19% e 26%, PRI entre 6 anos e 4 anos, e LCOE entre 100 €/MWh e 70 €/MWh. Os consumos industriais médios (i.e. entre 150 MWh/ano e 490 MWh/ano) geram um intervalo de TIR entre 30% e 40%, PRI entre 4 anos e 3 anos, e LCOE entre 50 €/MWh e 40 €/MWh.

Analogamente para sistemas PV com armazenamento e redução de 50% no preço das baterias, obtém-se um intervalo de TIR entre 7% e 12%, PRI entre 17 anos e 10 anos, e LCOE entre 200 €/MWh e 175 €/MWh para a tipologia residencial com baterias de gel. Para a tipologia comercial com sistemas PV e soluções de acumulação energética de LFP e gel, obteve-se um intervalo de TIR entre 13% e 17%, PRI entre 9 anos e 7 anos, e LCOE entre 150 €/MWh e 115 €/MWh. Para a tipologia industrial com sistemas PV e armazenamento de LFP, atingiu-se um intervalo de TIR entre 28% e 43%, PRI entre 4 anos e 2 anos, e LCOE entre 60 €/MWh e 40 €/MWh.

A competitividade do solar PV em Portugal se deve em grande parte ao custo elevado das tarifas de energia elétrica – na UE, é a sexta mais cara para consumidores domésticos e sétima mais cara para consumidores industriais. O lançamento de leilões de energia solar podem reduzir a diferença entre o valor das tarifas e o LCOE do solar PV, mas o preço dos painéis solares continuam a diminuir e a perspectiva da redução do preço das baterias pode equilibrar o benefício líquido das UPAC.

Além disto, o novo regime jurídico de autoconsumo coletivo abrirá novos modelos de negócio para cada tipologia de *prosumer* quando entrar em vigor, empoderando os consumidores com uma participação mais ativa na geração de energia elétrica descentralizada. Este novo paradigma também endereça a questão de ter um espaço limitado na cobertura de um edifício, já que diferentes sistemas PV dentro de uma comunidade poderão interagir e serem partilhados entre residentes ou empresas.

Portugal é um dos países no mundo onde a geração renovável é suficiente para abastecer plenamente a procura de energia elétrica por vários dias. Com a crescente oferta de mecanismos

de promoção à tecnologia PV e outras FER, a proporção das renováveis na matriz eletroprodutora tenderá a aumentar. Paralelamente, será necessário promover maior flexibilidade no sistema com a bombagem, as interligações com a Espanha e Europa, o armazenamento centralizado e distribuído (em baterias e EV), e o *Demand Side Response* (DSR), para evitar deslambres energéticos e assegurar uma evolução sustentável das FER num contexto de redes inteligentes.

Em síntese, considerando as novas tendências do setor de energia elétrica, nomeadamente a descentralização, eletrificação e digitalização, a tecnologia PV é um dos grandes impulsionadores para descarbonizar a economia até 2050, reduzir a dependência externa de fontes energéticas e custos de energia, bem como estimular novos modelos de negócio e criar mais postos no mercado de trabalho. Acentua-se, ainda, que o apoio político e regulatório em Portugal é imprescindível para o solar PV se tornar a principal fonte de geração de energia elétrica com custo-eficácia.

6.3 Trabalhos futuros

No que concerne a desenvolvimentos futuros acerca do tema de estudo abordado neste trabalho, há diversas metodologias que seriam relevantes investigar. Quanto ao levantamento do potencial técnico PV, pode-se:

- Utilizar um sistema de informação geográfica (e.g. ArcGIS) para mapear a cobertura dos edifícios nas principais localidades no território nacional (e.g. A. M. Porto, Coimbra, A. M. Lisboa, Évora e Faro), e extrapolar para o Continente com o intuito de averiguar o potencial do solar PV descentralizado com maior precisão;
- Estudar as diferentes tipologias dos edifícios mais comuns em Portugal e relacionar com a área necessária para instalar sistemas PV com potência ótima por residência ou empresa, a fim de apurar se há espaço individual suficiente;
- Averiguar uma potencial complementaridade hídrica-solar em Portugal face à atual capacidade das barragens que armazenam o excedente oriundo de turbinas eólicas.

Relativamente ao estudo de viabilidade económica de sistemas PV para diferentes tipologias de *prosumer*, sugere-se:

- Avaliar o carregamento das baterias usando a rede elétrica (como complemento do recurso solar) nas horas de vazio nas localidades do presente estudo para maximizar o aproveitamento das mesmas fora do período de produção fotovoltaica (e em horas fora de vazio), e verificar o impacto nos indicadores financeiros de UPAC com armazenamento;
- Abordar formas alternativas de armazenamento de energia elétrica, como baterias de fluxo, células de hidrogénio, potencial de armazenamento nas barragens em Portugal ou

tecnologias que sejam possíveis associar a sistemas PV, e calcular o custo nivelado de energia para cada fonte de flexibilidade;

- Pesquisar estratégias de *Demand Side Management* (DSM), que são mudanças no hábito dos consumidores para otimizar seu consumo energético (como alterar o horário de funcionamento de um equipamento para horas de vazio), e avaliar o potencial de poupança quando utilizado em conjunto com uma UPAC;
- Simular a capacidade de geração PV, armazenamento de energia elétrica e desempenho económico dos casos de estudo deste trabalho utilizando um *software* profissional (e.g. PVsyst ou PV*SOL), de modo a comparar e validar os resultados alcançados nesta dissertação;
- Analisar o impacto que os leilões têm na viabilidade económica dos sistemas PV;
- Analisar as diferentes dimensões de *prosumer* dentro das tipologias comercial e industrial;
- Comparar os *prosumers* individuais com os *prosumers* coletivos (e.g. condomínios).

Referências bibliográficas

- Alibaba, 2019. *Alibaba - Células Solares, Paineis Solar*. Disponível em: <https://portuguese.alibaba.com/product-detail/moregosolar-high-quality-factory-poly-250w-260w-270watt-275w-280w-painel-solar-fotovoltaico-60855695276.html> [Acedido em 31 agosto 2019].
- APESF, 2015. *Regime Jurídico Autoconsumo*. Associação Portuguesa de Empresas do Setor Fotovoltaico, Lisboa. Disponível em: https://www.apesf.pt/images/apesf/pdf/Regime_Juridico_Autoconsumo.pdf [Acedido em 14 fevereiro 2019].
- APREN, 2017a. *Potenciar as Renováveis em Portugal*. Associação Portuguesa de Energias Renováveis, Lisboa. Disponível em: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/editor2/regiaosul/17_09_26_potenciarrenovaveismercado.pdf [Acedido em 27 janeiro 2019].
- APREN, 2017b. *Renováveis geraram ganho económico de 5,95 mil milhões de euros*. Associação Portuguesa de Energias Renováveis, Lisboa. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/communicationpressrelease/renovaveis-geraram-ganho-economico-de-595-mil-milhoes-de-euros.pdf> [Acedido em 27 janeiro 2019].
- APREN, 2018. *Anuário APREN 2018*. Associação Portuguesa de Energias Renováveis, Lisboa. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/documents/anuario-apren2018ebookspreads-1.pdf> [Acedido em 27 janeiro 2019].
- Banco de Portugal, 2019. *IHPC - Índice Global - T.V.H. - Portugal*. Banco de Portugal, Lisboa. Disponível em: <https://www.bportugal.pt/Mobile/BPStat/Serie.aspx?IndID=826858&SerID=2027429&sr=2027409-2027449&SW=1222&lng=pt&View=data&Show=1> [Acedido em 12 julho 2019].
- Bithas, K. & Kalimeris, P., 2016. *Revisiting the Energy-Development Link: Evidence from the 20th Century for Knowledge-based and Developing Economies*. Cham (Suíça): Springer International Publishing. ISBN 978-3-319-20732-2, DOI: 10.1007/978-3-319-20732-2.
- Blenkinsop, P., 2018. *EU ends trade controls on Chinese solar panels*. Reuters, Bruxelas. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-eu-china-trade/eu-ends-trade-controls-on-chinese-solar-panels-idUSKCN1LG1QM> [Acedido em 5 setembro 2019].
- Bódis, K., Kougias, I., Jäger-Waldau, A., Taylor, N. & Szabó, S., 2019. A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, agosto, 114(109309), pp. 1-13, ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109309>.
- Brealey, R., Myers, S. & Allen, F., 2017. *Principles of Corporate Finance*. 12 ed. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill Education. ISBN 978-1-259-14438-7.

- Burger, B., Kiefer, K., Kost, C., Nold, S., Philipps, S. & Preu, R., 2019. *Photovoltaics Report*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Friburgo em Brisgóvia (Alemanha). Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photo-voltaics-Report.pdf> [Acedido em 31 agosto 2019].
- Carneiro, B. P., 2017. *Análise de projetos de investimento: elaboração de uma ferramenta otimizada de avaliação económico-financeira*. Instituto Superior de Contabilidade e Administração do Porto, Porto. Disponível em: <https://recipp.ipp.pt/handle/10400.22/11280> [Acedido em 18 julho 2019].
- Comello, S. & Reichelstein, S., 2019. *The Emergence of Cost Effective Battery Storage*. Nature Communications, Califórnia. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09988-z> [Acedido em 1 setembro 2019].
- Comissão Europeia, 2009. *Directiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis*. Comissão Europeia, Bruxelas. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009L0028&from=ES> [Acedido em 29 dezembro 2018].
- Comissão Europeia, 2011. *Roteiro para a Energia 2050*. Comissão Europeia, Bruxelas. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN> [Acedido em 31 dezembro 2018].
- Comissão Europeia, 2013. *EU imposes definitive measures on Chinese solar panels, confirms undertaking with Chinese solar panel exporter*. Comissão Europeia, Bruxelas. Disponível em: https://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-1190_en.htm [Acedido em 9 setembro 2019].
- Comissão Europeia, 2014. *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020*. Comissão Europeia, Bruxelas. Disponível em: https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/cba_guide_cohesion_policy.pdf [Acedido em 12 julho 2019].
- Comissão Europeia, 2015. *Madrid Declaration - Energy Interconnections Links Summit*. Comissão Europeia, Madrid. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Madrid%20declaration.pdf> [Acedido em 6 setembro 2019].
- Comissão Europeia, 2017. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - Interactive Maps*. Comissão Europeia, Bruxelas. Disponível em: <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> [Acedido em 11 julho 2019].
- Comissão Europeia, 2018a. *Regulamento (UE) 2018/1999 relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática*. Comissão Europeia, Bruxelas. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018R1999&from=EN> [Acedido em 19 janeiro 2019].

- Comissão Europeia, 2018b. *Clean energy for all Europeans*. Comissão Europeia, Bruxelas. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans> [Acedido em 31 dezembro 2018].
- Comissão Europeia, 2018c. *Diretiva (UE) 2018/2001 relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis*. Comissão Europeia, Bruxelas. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN> [Acedido em 28 janeiro 2019].
- Comissão Europeia, 2018d. *Diretiva (UE) 2018/2002 relativa à eficiência energética*. Comissão Europeia, Bruxelas. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2002&from=EN> [Acedido em 29 janeiro 2019].
- Comissão Europeia, 2019. *Projects of common interest – Interactive map*. Comissão Europeia, Bruxelas. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html [Acedido em 6 setembro 2019].
- D'Aprile, P., Newman, J. & Pinner, D., 2016. *The new economics of energy storage*. McKinsey & Company, Roma. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/the-new-economics-of-energy-storage> [Acedido em 31 agosto 2019].
- De la Rubia, T. D., Klein, F., Shaffer, B., Kim, N. & Lovric, G., 2015. *Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector*. Deloitte, McLean (EUA). Disponível em: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/no/Documents/energy-resources/energy-storage-tracking-technologies-transform-power-sector.pdf> [Acedido em 1 setembro 2019].
- Decreto-Lei n.º 153/2014, 2014. *Diário da República n.º 202/2014, Série I de 2014-10-20*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Lisboa. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/58406974> [Acedido em 31 janeiro 2019].
- Decreto-Lei n.º 25/2013, 2013. *Diário da República n.º 35/2013, Série I de 2013-02-19*. Ministério da Economia e do Emprego, Lisboa. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/258540> [Acedido em 31 janeiro 2019].
- Decreto-Lei n.º 60/2019, 2019. *Taxa reduzida do IVA à componente fixa de determinados fornecimentos de eletricidade e gás natural*. Governo - Presidência do Conselho de Ministros, Lisboa. Disponível em: http://info.portaldasfinancas.gov.pt/pt/informacao_fiscal/legislacao/diplomas_legislativos/Documents/Decreto_Lei_60_2019.pdf [Acedido em 12 julho 2019].
- Deloitte, 2014. *Impacto Macroeconómico do Setor da Eletricidade de Origem Renovável em Portugal*. Deloitte, Lisboa. ISBN 978-989-98650-2-0. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/documents/impacto-fer-versao-resumida-9129.pdf> [Acedido em 27 janeiro 2019].
- DGEG, 2014. *Estratégia Nacional para a Renovação de Edifícios*. Direção-Geral de Energia e Geologia, Lisboa. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/PT-Art4BuildingStrategy_pt.pdf [Acedido em 20 fevereiro 2019].

- DGEG, 2018. *Custos-padrão máximos por tecnologia definidos pela DGEG*. Direção-Geral de Energia e Geologia, Lisboa. Disponível em: https://poseur.portugal2020.pt/media/40906/anexo-ii-v10-custos-padrao_final.docx [Acedido em 24 janeiro 2019].
- DGEG, 2019. *Estatísticas Rápidas: Renováveis (abril de 2019)*. Direção-Geral de Energia e Geologia, Lisboa. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/publicationsothers/renovaveis--estatisticas-rapidas-abril-de-2019.pdf> [Acedido em 15 julho 2019].
- Eclareon GmbH, 2018. *Relatório e Conceitos e Barreiras de PVP4GRID*. PV-Prosumers4Grid, Berlim. Disponível em: https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2018/08/6.-PVP4Grid_D2.4_-Report_Final_PT.pdf [Acedido em 28 fevereiro 2019].
- EDP Distribuição, 2019. *Diagrama de Carga por nível de tensão*. Energias de Portugal, Lisboa. Disponível em: https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/2019-04/EDP_Digital_DiagCargas_NT_Mar19.xlsx [Acedido em 6 maio 2019].
- EDP, 2017a. *Energy Outlook - 2017 Edition*. Energias de Portugal, Lisboa. Disponível em: <https://www.edp.com/sites/default/files/portal.com/documents/eo2017.pdf> [Acedido em 22 janeiro 2019].
- EDP, 2017b. *Solar Flutuante*. Energias de Portugal, Lisboa. Disponível em: <https://www.edp.com/pt-pt/solar-flutuante> [Acedido em 12 fevereiro 2019].
- EDP, 2018. *The Living Energy Book: Relatório e Contas 2017*. Energias de Portugal, Lisboa. Disponível em: https://www.edp.com/sites/default/files/portal.com/relatorio_e_contas_edp_2017_cmvm.pdf [Acedido em 11 fevereiro 2019].
- EDP, 2019a. *Quanto custam os painéis solares e quanto posso poupar?*. Energias de Portugal, Lisboa. Disponível em: <https://www.edp.pt/particulares/apoio-cliente/perguntas-frequentes/servicos/energia-solar/quanto-custam-os-paineis-solares-e-quanto-posso-poupar/faq-4274> [Acedido em 28 fevereiro 2019].
- EDP, 2019b. *Complementaridade Hídrica-Eólica*. Energias de Portugal, Lisboa. Disponível em: https://a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/complementariedade_hidroeolica_he.php [Acedido em 9 setembro 2019].
- EDP, 2019c. *Atualização dos perfis de consumo, de produção e de autoconsumo para o ano de 2019 - Documento Metodológico*. Energias de Portugal, Lisboa. Disponível em: https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/2019-03/DocMetodologico_Perfis2019_20190111v2.pdf [Acedido em 8 julho 2019].
- ERSE, 2016. *Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa. Disponível em: https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/2019-03/DocMetodologico_Perfis2019_20190111v2.pdf [Acedido em 6 maio 2019].

- ERSE, 2017. *Tarifas e Preços*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx> [Acedido em 8 julho 2019].
- ERSE, 2018a. *Resumo Informativo - Comparação Preços Eurostat - 1º semestre 2018*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/imprensa/destaques/2018/Comunicados/20181114_Resumo%20informativo%20eurostat_2018S1.pdf [Acedido em 23 janeiro 2019].
- ERSE, 2018b. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Documents/Tarifas%20e%20Pre%C3%A7os%202019.pdf> [Acedido em 8 julho 2019].
- ERSE, 2018c. *Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2019*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa. Disponível em: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202019%20\(Dez2018\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202019%20(Dez2018).pdf) [Acedido em 10 abril 2019].
- Eurostat, 2018. *Smarter, greener, more inclusive? Indicators to support the Europe 2020 Strategy*. Comissão Europeia, Luxemburgo. ISBN 978-92-79-85885-7, DOI:10.2785/170012. Disponível em: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/9087772/KS-02-18-728-EN-N.pdf/3f01e3c4-1c01-4036-bd6a-814dec66c58c> [Acedido em 07 janeiro 2018].
- Eurostat, 2019. *Shedding the light on energy in the EU*. Comissão Europeia, Luxemburgo. ISBN 978-92-76-08719-9, DOI: 10.2785/555325. Disponível em: <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/images/pdf/pdf-energy-eurostat-2019.pdf> [Acedido em 7 setembro 2019].
- Exame Informática, 2019. *Leilão de energia solar em Portugal consegue mínimos históricos*. Disponível em: <http://exameinformatica.sapo.pt/noticias/mercados/2019-07-30-Leilao-de-energia-solar-em-Portugal-consegue-minimos-historicos> [Acedido em 5 setembro 2019].
- Fronius, 2016. *Fronius Symo Hybrid*. Fronius International GmbH, Wels (Áustria). Disponível em: https://coeptum.pt/sites/_coeptum/public/banners/Fronius/Inversores/Fronius_Symo_Hybrid_PT.pdf [Acedido em 11 julho 2019].
- García, D., 2012. *Poupar com o Autoconsumo*. SMA Solar Technology AG, Lisboa. Disponível em: <http://www.jgduarte.com/download/Autoconsumo.pdf> [Acedido em 10 julho 2019].
- GfK Belgium Consortium, 2017. *Study on "Residential Prosumers in the European Energy Union"*. Growth from Knowledge, Lovaina (Bélgica). Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/study-residential-prosumers-energy-union_en.pdf [Acedido em 23 fevereiro 2019].
- Goldie-Scot, L., 2019. *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices*. BloombergNEF, Nova Iorque. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/> [Acedido em 31 agosto 2019].

- GreenPRO, 2004. *Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. Instituto Superior Técnico, Lisboa. Disponível em: http://www.jgduarte.com/download/greenpro_fotovoltaico.pdf [Acedido em 12 abril 2019].
- Huld, T., Bódis, K., Pascua, I. P., Dunlop, E., Taylor, N. & Jäger-Waldau, A., 2018. *The Rooftop Potential For PV Systems In The European Union To Deliver The Paris Agreement*. Comissão Europeia, Joint Research Centre, Directorate C: Energy, Transport and Climate, Energy Efficiency and Renewables Unit, Ispra (Itália). Disponível em: <http://www.europeanenergyinnovation.eu/Portals/0/publications/EuropeanEnergyInnovation-Spring2018.pdf> [Acedido em 16 fevereiro 2019].
- IEA, 2002. *Potential for Building Integrated Photovoltaics. Report IEA-PVPS T7-4*. International Energy Agency, Paris. Disponível em: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&elD=dam_frontend_push&docID=394 [Acedido em 16 abril 2019].
- IEA, 2016a. *Energy Policies of IEA Countries: Portugal 2016*. OECD Publishing, Paris. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/9789264243637-en> [Acedido em 30 janeiro 2019].
- IEA, 2016b. *Energy Technology Perspectives 2016. Annex H - Rooftop Solar PV Potential in Cities*. OECD Publishing, Paris. Disponível em: https://doi.org/10.1787/energy_tech-2016-en [Acedido em 19 março 2019].
- IEA, 2018a. *World Energy Outlook 2018*. International Energy Agency, Paris. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/weo-2018-en> [Acedido em 1 setembro 2019].
- IEA, 2018b. *Trends 2018 in Photovoltaic Applications. Report IEA-PVPS T1-34*. International Energy Agency, Paris. Disponível em: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/intranet/task1/IEA_PVPS_Trends_2018_in_Photovoltaic_Applications.pdf [Acedido em 26 janeiro 2019].
- INE, 2018. *Estatísticas da Construção e Habitação - 2017*. Instituto Nacional de Estatística, Lisboa. ISSN 0377-2225. Disponível em: https://www.ine.pt/ngt_server/attachfileu.jsp?look_parentBoui=336149438&att_display=n&att_download=y [Acedido em 20 fevereiro 2019].
- INE, 2019a. *Consumo total de energia elétrica por consumidor (kWh/ cons.) por Localização geográfica (NUTS - 2013); Anual*. Instituto Nacional de Estatística, Lisboa. Disponível em: https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0008224&contexto=bd&selTab=tab2 [Acedido em 10 abril 2019].
- INE, 2019b. *Anuário Estatístico de Portugal - 2018*. Instituto Nacional de Estatística, Lisboa. ISSN 0871-8741. Disponível em: https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_publicacoes&PUBLICACOESpub_boui=381689773&PUBLICACOESmodo=2 [Acedido em 30 julho 2019].
- IPCC, 2018. *Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C*. World Meteorological Organization, Genebra. Disponível em:

- https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf [Acedido em 15 janeiro 2019].
- IRENA, 2017. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-038-9. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf [Acedido em 18 julho 2019].
- IRENA, 2018. *Opportunities to accelerate national energy transitions through enhanced deployment of renewables*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-084-6. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_G20_Opportunities_2018.pdf [Acedido em 16 janeiro 2019].
- IRENA, 2019a. *Renewable Power Generations Costs in 2018*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-126-3. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf [Acedido em 25 julho 2019].
- IRENA, 2019b. *Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2019*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-134-8. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA_RE_Jobs_2019-report.pdf [Acedido em 7 setembro 2019].
- IRENA, 2019c. *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-111-9. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Landscape_2019_report.pdf [Acedido em 8 setembro 2019].
- Jäger-Waldau, A., 2018. *PV Status Report 2018*. Comissão Europeia, Joint Research Centre, Luxemburgo. ISBN 978-92-79-97465-6, DOI:10.2760/826496, JRC113626. Disponível em: http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC113626/pv_status_report_2018_online.pdf [Acedido em 26 fevereiro 2019].
- JinkoSolar, 2015. *JKM265P-60: Módulo Poli Cristalino 245-265 Watt*. Disponível em: [https://www.jinkosolar.com/ftp/EN-JKM265P-60\(4BB\).pdf](https://www.jinkosolar.com/ftp/EN-JKM265P-60(4BB).pdf) [Acedido em 10 julho 2019].
- Joyce, A., Rodrigues, C., Pinto, J. M. & Serôdio, S., 2018. *National Survey Report of Photovoltaic Applications in Portugal. IEA-PVPS*. International Energy Agency, Paris. Disponível em: http://iea-pvps.org/index.php?id=93&elD=dam_frontend_push&docID=4567 [Acedido em 24 janeiro 2019].
- Kim, B., Kim, J. & Kim, J., 2019. *Evaluation Model for Investment in Solar Photovoltaic Power Generation Using Fuzzy Analytic Hierarchy Process*. Sustainability 2019, 11, 2905. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su11102905> [Acedido em 10 setembro 2019].

- Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H. & Schlegl, T., 2018. *Levelized Cost of Electricity: Renewable Energy Technologies*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Friburgo em Brisgóvia (Alemanha). Disponível em: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf [Acedido em 18 julho 2019].
- LG Chem, 2016. *LG Chem RESU 3.3 LV 48V datasheet*. Disponível em: http://autoconsumoportugal.pt/index.php?controller=attachment&id_attachment=123 [Acedido em 13 julho 2019].
- Lopes, R. M. A., 2017. *Extending nearly Zero-Energy Buildings Load Matching Improvement to Community-Level*. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa, Lisboa. Disponível em: <https://run.unl.pt/handle/10362/29113> [Acedido em 17 julho 2019].
- Malmström, A. C., 2018. *Answer given by Ms Malmström on behalf of the European Commission (Question reference: E-004503/2018)*. Disponível em: http://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-8-2018-004503-ASW_EN.html [Acedido em 9 setembro 2019].
- MAOTE, 2015. *Compromisso para o Crescimento Verde*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Lisboa. Disponível em: http://www.crescimentoverde.gov.pt/wp-content/uploads/2014/10/CrescimentoVerde_dig.pdf [Acedido em 08 janeiro 2019].
- Masters, G. M., 2004. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 1 ed. Nova Jérnia (EUA): John Wiley & Sons Inc. ISBN 0-471-28060-7.
- MATE, 2017. *Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética: Terceiro PNAEE (2017-2020)*. Ministério do Ambiente e da Transição Energética, Lisboa. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pt_neeap_2017_pt.pdf [Acedido em 14 fevereiro 2019].
- MATE, 2018. *Uma Breve História do Combate às Alterações Climáticas*. Ministério do Ambiente e da Transição Energética, Lisboa. Disponível em: <https://descarbonizar2050.pt/descarbonizar2050/alteracoes-climaticas/> [Acedido em 27 janeiro 2019].
- MATE, 2019a. *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 - Resultados Preliminares (Vol.1)*. Ministério do Ambiente e da Transição Energética, Lisboa. Disponível em: <http://participa.pt/downloadp.jsp?pFile=512022> [Acedido em 22 janeiro 2019].
- MATE, 2019b. *RNC2050 - Anexo Técnico: Energia e Indústria*. Ministério do Ambiente e da Transição Energética, Lisboa. Disponível em: <http://participa.pt/downloadp.jsp?pFile=546042> [Acedido em 24 janeiro 2019].
- MATE, 2019c. *Boletim de Armazenamento nas Albufeiras de Portugal Continental*. Ministério do Ambiente e da Transição Energética, Lisboa. Disponível em: <https://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=1&idItem=1.3> [Acedido em 9 setembro 2019].

- MATE, 2019d. *Autoconsumo individual e coletivo a partir de fontes de energia renovável e comunidades de energia renovável*. Ministério do Ambiente e da Transição Energética, Lisboa. Disponível em: https://www.consultalex.gov.pt/ConsultaPublica_Detail.aspx?Consulta_Id=82 [Acedido em 5 setembro 2019].
- Mendes, V., 2017. *Os aproveitamentos hidroelétricos da EDP em Portugal*. Associação Portuguesa de Energias Renováveis, Lisboa. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/documents/edp-producao.pdf> [Acedido em 9 setembro 2019].
- Nações Unidas, 2015. *Transforming Our World: The 2030 Agenda For Sustainable Development*. United Nations Department of Economic and Social Affairs, Nova Iorque. Disponível em: <https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/21252030%20Agenda%20for%20Sustainable%20Development%20web.pdf> [Acedido em 28 janeiro 2019].
- Nações Unidas, 2016. *The Paris Agreement*. United Nations Framework Convention on Climate Change Secretariat, Bonn (Alemanha). Disponível em: http://unfccc.int/files/paris_agreement/application/pdf/parisagreement_publication.pdf [Acedido em 28 janeiro 2019].
- OMIE, 2018. *Relatório Anual - Relatório de preços 2018*. Operador do Mercado Ibérico de Energia, Madrid. Disponível em: http://www.omel.es/files/omie_informe_precios_pt.pdf [Acedido em 23 setembro 2019].
- Pearsall, N. M., 2017. *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems - Modelling, Measurement and Assessment. Chapter 1 - Introduction to photovoltaic system performance*. Woodhead Publishing, Duxford (Reino Unido), pp. 1-19. ISBN 9781782423362. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-336-2.00001-X> [Acedido em 6 setembro 2019].
- PNEC, 2018. *Plano Nacional Integrado de Energia e Clima 2021-2030*. Ministério do Ambiente e da Transição Energética, Lisboa. Disponível em: <http://www.dgeg.gov.pt?cr=16598> [Acedido em 29 janeiro 2019].
- PO SEUR, 2019. *Apresentação do Programa Operacional*. Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos, Lisboa. Disponível em: <https://poseur.portugal2020.pt/pt/po-seur/sobre-o-programa/> [Acedido em 10 setembro 2019].
- PORDATA, 2018. *Preços da electricidade para utilizadores domésticos e industriais (Euro/ECU)*. Fundação Francisco Manuel dos Santos, Lisboa. Disponível em: [https://www.pordata.pt/Europa/Pre%C3%A7os+da+electricidade+para+utilizadores+dom%C3%A9sticos+e+industriais+\(Euro+ECU\)-1477](https://www.pordata.pt/Europa/Pre%C3%A7os+da+electricidade+para+utilizadores+dom%C3%A9sticos+e+industriais+(Euro+ECU)-1477) [Acedido em 12 julho 2019].
- PORDATA, 2019a. *Consumo de energia eléctrica por consumidor: total e por tipo de consumo*. Fundação Francisco Manuel dos Santos, Lisboa. Disponível em: <https://www.pordata.pt/Municipios/Consumo+de+energia+el%C3%A9ctrica+por+consumidor+total+e+por+tipo+de+consumo-436> [Acedido em 10 abril 2019].

- PORDATA, 2019b. *Consumidores de energia eléctrica - total e por tipo de consumo*. Fundação Francisco Manuel dos Santos, Lisboa. Disponível em: <https://www.pordata.pt/Municipios/Consumidores+de+energia+el%C3%A9ctrica+total+e+por+tipo+de+consumo-18> [Acedido em 25 agosto 2019].
- PORDATA, 2019c. *População residente, média anual*. Fundação Francisco Manuel dos Santos, Lisboa. Disponível em: <https://www.pordata.pt/Municipios/Popula%C3%A7%C3%A3o+residente++m%C3%A9dia+anual-359> [Acedido em 9 julho 2019].
- PORDATA, 2019d. *Empresas não financeiras: total e por sector de actividade económica*. Fundação Francisco Manuel dos Santos, Lisboa. Disponível em: <https://www.pordata.pt/Municipios/Empresas+n%C3%A3o+financeiras+total+e+por+sector+de+actividade+econ%C3%B3mica-346> [Acedido em 9 julho 2019].
- PV Magazine, 2019. *Module Price Index: EU spot market module prices by technology*. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/module-price-index/> [Acedido em 31 agosto 2019].
- REN, 2019. *Sistema de Informação de Mercados de Energia - Perfis de Consumo*. Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., Lisboa. Disponível em: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Consumo/Paginas/PerfisConsumo.aspx> [Acedido em 10 abril 2019].
- REN21, 2018. *Renewables 2018 - Global Status Report*. REN21 Secretariat, Paris. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/08/Full-Report-2018.pdf> [Acedido em 09 janeiro 2019].
- REN21, 2019. *Renewables 2019 - Global Status Report*. REN21 Secretariat, Paris. Disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf [Acedido em 7 setembro 2019].
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, 2010. *Estratégia Nacional para a Energia 2020*. Governo - Presidência do Conselho de Ministros, Lisboa. Disponível em: <https://dre.pt/pesquisa/-/search/613675/details/maximized> [Acedido em 08 janeiro 2019].
- Rifkin, J., 2011. *The Third Industrial Revolution: how lateral power is transforming energy, the economy, and the world*. Nova Iorque: Palgrave Macmillan. ISBN 978-0-230-11521-7.
- Roser, M. & Ritchie, H., 2018. *Energy Production & Changing Energy Sources*. Our World in Data, Oxford (Reino Unido). Disponível em: <https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources> [Acedido em 26 Dezembro 2018].
- Schmela, M., Aslam, Z., Döring, T., Rossi, R., Beauvais, A., Chevillard, N., Paredes, M. G. & Máté, H., 2018. *Global Market Outlook for Solar Power 2018 - 2022*. SolarPower Europe, Bruxelas. Disponível em: <http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf> [Acedido em 08 janeiro 2019].

- Solargis, 2018. *Solar resource maps of Europe*. Solargis, Eslováquia. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe/> [Acedido em 15 fevereiro 2019].
- Steilen, M. & Jörissen, L., 2015. *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing. Chapter 10 - Hydrogen Conversion into Electricity and Thermal Energy by Fuel Cells*. Elsevier, Amsterdão, pp. 143-158. ISBN 9780444626165. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62616-5.00010-3> [Acedido em 25 agosto 2019].
- SunEnergy, 2019. *Kits de Autoconsumo + Bateria*. SunEnergy, Coimbra. Disponível em: <https://www.sunenergy.pt/particulares/autoconsumo/baterias/> [Acedido em 27 julho 2019].

Anexos

Anexo A – Ficha técnica do painel solar fotovoltaico

www.jinkosolar.com

JinKO Solar

JKM265P-60
MÓDULO POLI CRISTALINO
245-265 Watt

Jinko Solar apresenta uma nova linha de módulos de alto rendimento em aplicações amplias.





CARACTERÍSTICAS CHAVE

- Alta eficiência de conversão de módulos (até 16,19%), através de uma tecnologia de fabrico de qualidade superior
- Revestimento anti-refletor que melhora a absorção ligeira e reduz a poeira à superfície
- Excelente desempenho em ambiente de irradiação de baixa iluminação
- Módulo inteiro certificado para suportar cargas de muito vento (2400 Pascal) e cargas de neve (5400 Pascal)
- Elevada resistência à névoa de sal e amónia

QUALIDADE E SEGURANÇA

- Tolerância de potência positiva de -0/+3% *
- Garantia de 10 anos para material e mão-de-obra *
- Garantia de saída de potência líder na indústria (12 anos/90%, 25 anos/80%)
- Garantia de desempenho linear premium *

Garantias de desempenho premium

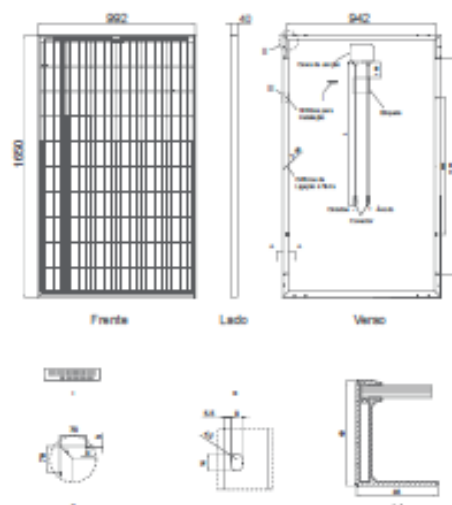


* Baseado nos requisitos de clientes e nos termos contratuais
ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001
IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701

APLICAÇÕES

- Tetos residenciais em grades
- Tetos comerciais industriais em grades
- Centrais de energia solar
- Sistemas fora de grades

Desenhos de Engenharia



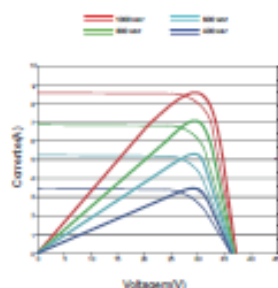
Configuração de Embalagem

(Duas caixas = Uma paleta)

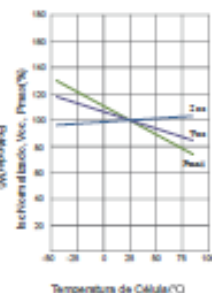
25 peças/caixa, 50 peças/paleta, 700 peças/40' HQ Recipiente

Desempenho Elétrico e Dependência de Temperatura

Curvas de Corrente-Voltagem e Potência Voltagem (250W)



Dependência de Temperatura de Isc, Voc, Pmax



Características Mecânicas

Tipo de Célula	MÓDULO POLI-CRISTALINO 156x156mm (6 polegadas)
N.º de células	60 (6x10)
Dimensões	1650x992x40mm (65.00x39.05x1.57 polegadas)
Peso	18.5kg (40.8 lbs.)
Vidro Dianteiro	3,2 mm, Alta Transmissão, Back Sheet, Vidro Temperado
Moldura	Liga de Alumínio Anodizado
Caixa de Junção	IP67 Nominal
Cabos de Saída	TUV 1x4.0mm ² , Comprimento: 900mm

ESPECIFICAÇÕES

Tipo de Módulo	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência Máxima a STC (Pmax)	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Voltagem de Potência Máxima (Vmp)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Corrente de Potência Máxima (Imp)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Voltagem de circuito aberto (Voc)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.8V	35.3V
Corrente de curto-circuito (Isc)	8.78A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.28A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Eficiência do Módulo (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Temperatura de Funcionamento(°C)	-40°C~+85°C									
Voltagem do sistema máxima	1000VDC (IEC)									
Classificação de fusíveis de série máxima	15A									
Tolerância de potência	0~+3%									
Coefficientes de temperatura de Pmax	-0.41%/°C									
Coefficientes de temperatura de Voc	-0.31%/°C									
Coefficientes de temperatura de Isc	0.06%/°C									
Temperatura da célula de operação nominal	45±2°C									

STC: ☀ Irradiação 1000W/m² 🌡 Temperatura do Módulo 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiação 800W/m² 🌡 Módulo ambiente de 20°C ☁ AM=1.5 🌪 Velocidade do vento 1m/s

• Tolerância de medição de potência: ± 3%

A empresa reserva-se o direito final de explicar qualquer informação apresentada aqui. PT-MKT-265P_v1.0_rev2014

Anexo B – Ficha técnica do inversor

/ Perfect Welding / **Solar Energy** / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS SYMO HYBRID

/ A solução de armazenamento para 24 horas de sol



/ Tecnologia SunPower



/ Comunicação de dados integrada



/ Seguimento inteligente MPPT



/ Smart Grid Ready



/ Multi-Flow Technology



/ O Fronius Symo Híbrido é o núcleo da solução de armazenamento para 24 horas de sol: o Fronius Energy Package. Com potência de 3,0 a 5,0 kW, este inversor trifásico permite que a energia fotovoltaica produzida e não utilizada seja armazenada temporariamente na Fronius Solar Battery. O resultado é a maximização do autoconsumo de energia disponível e da maior independência do abastecimento de energia, permitindo usar o excesso de energia elétrica no horário de baixa ou nula geração de energia. A função de emergência permite que se possa utilizar a energia armazenada em caso de falhas de abastecimento, falhas de energia, etc. (esta função pode ser integrada no Fronius Symo Híbrido a partir de meados de 2016, através de uma atualização de software). Este inversor apresenta uma configuração profissional e permite a visualização do sistema, graças ao servidor web integrado, com uma interface fácil de utilizar, WLAN e Ethernet. Com o Fronius Symo Híbrido, permitindo o acoplamento AC e DC, o pacote energético Fronius é a solução ideal para novas instalações e atualizações de armazenamento para sistemas fotovoltaicos existentes.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO FRONIUS SYMO HYBRID

DADOS DE ENTRADA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Potência máxima nominal	5 kW	6,5 kW	8 kW
Corrente máxima de entrada ($I_{dc, max}$)		1 x 16 A	
Corrente máx. de curto-circuito em série PV		24 A	
Tensão mínima de entrada ($U_{dc, min}$)		150 V	
Alimentação DC de arranque inicial ($U_{dc, arranq}$)		200 V	
Tensão de entrada nominal ($U_{dc, n}$)		595 V	
Tensão de entrada máxima ($U_{dc, max}$)		1.000 V	
Intervalo de tensão do MPPT ($U_{mppt, min} - U_{mppt, max}$)	200 - 800 V	255 - 800 V	320 - 800 V
Número de seguidores MPPT	1		
Número de entradas DC (PV)		2	

ENTRADA DE BATERIA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Corrente máxima de saída a bateria		Depende da Fronius Solar Battery conectado	
Corrente máxima de entrada a bateria		Depende da Fronius Solar Battery conectado	

DADOS DE SAÍDA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Potência nominal AC ($P_{ac, n}$)	3.000 W	4.000 W	5.000 W
Potência máxima de saída	3.000 VA	4.000 VA	5.000 VA
Corrente máxima da rede da bateria	3.000 VA	4.000 VA	5.000 VA
Corrente de saída CA ($I_{ac, max}$)	4,3 A	5,8 A	7,2 A
Ligação à rede (gama de tensão)	3-NPE 400 V / 230 V ou 3-NPE 380 V / 220 V (-20 % / -30 %)		
Frequência (gama de frequência)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Distorsão harmónica	< 3 %		
Factor de potência (cos ϕ_{ac})	0,85 - 1 ind. / cap.		

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO FRONIUS SYMO HYBRID

DADOS GERAIS	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Dimensões (altura x largura x profundidade)	645 x 431 x 204 mm		
Peso	19,9 kg		
Tipo de proteção	IP 65		
Classe de proteção	1		
Categoria de sobretensão (DC / AC) ¹	2 / 3		
Conjunto de inversor	Sem transformador		
Refrigeração	Refrigeração a ar controlada		
Instalação	Instalação interior e exterior		
Intervalo de temperatura ambiente	-25 - +60°C		
Humidade de ar admissível	0 - 100 %		
Máxima altitude	2.000 m (sem de tensão sem restrições)		
Tecnologia de ligação PV DC	Ligação de 2x DC+ e 2x DC- terminais roscaados 2,5 - 16 mm ²		
Tecnologia de ligação DC da bateria	Ligação de 1x DC+ e 1x DC- terminais roscaados 2,5 - 16 mm ²		
Tecnologia de ligação principal	Ligação de 5-pin AC bornes roscaados 2,5 - 16 mm ²		
Certificados e cumprimento de normas	VDE AR N 4105, OVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1		
Função de emergência ²	Sim		
Período de transição para a função de emergência	5 seg.		

EFICIÊNCIA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Rendimento máximo (PV+rede)	97,7 %	97,9 %	
Eficiência máxima (PV+bateria+rede)	> 90,0 %	> 90,0 %	> 90,0 %
Rendimento europeu (PV+rede)	95,2 %	95,7 %	96,0 %
η com 5 % P_{ac} ³	78,5 % / 77,3 % / 66,9 %	80,1 % / 79,5 % / 70,1 %	81,6 % / 81,6 % / 73,4 %
η com 10 % P_{ac} ³	83,1 % / 83,8 % / 76,6 %	86,2 % / 88,1 % / 83,2 %	89,2 % / 92,5 % / 89,7 %
η com 20 % P_{ac} ³	90,0 % / 93,0 % / 90,6 %	91,6 % / 94,2 % / 92,4 %	93,2 % / 95,3 % / 94,2 %
η com 25 % P_{ac} ³	91,2 % / 93,9 % / 91,9 %	93,2 % / 95,3 % / 94,2 %	94,0 % / 96,5 % / 95,3 %
η com 30 % P_{ac} ³	92,4 % / 94,7 % / 93,3 %	93,9 % / 96,2 % / 95,1 %	94,5 % / 96,7 % / 96,0 %
η com 50 % P_{ac} ³	94,5 % / 96,7 % / 96,0 %	94,9 % / 97,1 % / 96,4 %	95,3 % / 97,5 % / 96,6 %
η com 75 % P_{ac} ³	95,1 % / 97,3 % / 96,6 %	95,4 % / 97,7 % / 97,0 %	95,6 % / 97,9 % / 97,3 %
η com 100 % P_{ac} ³	95,4 % / 97,7 % / 97,0 %	95,6 % / 97,9 % / 97,3 %	95,8 % / 97,9 % / 97,5 %
Eficiência adaptativa do MPPT	> 99,9 %		

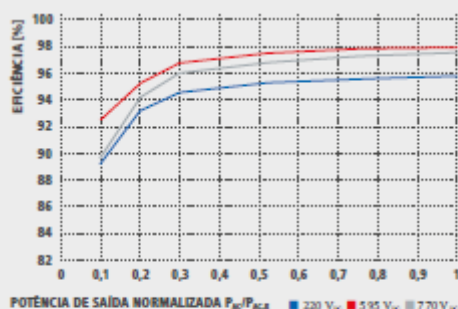
¹ Testado com IEC 62109-1.

² Esta função pode ser integrada no Fronius Symo Hybrid a partir de meados de 2016, através de uma atualização de software.

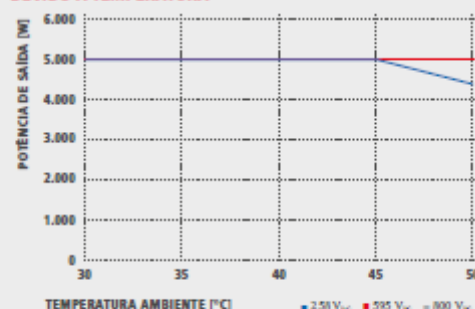
³ E com Unapp min. / Unapp max. / Unapp max.

Mais informação sobre a disponibilidade de inversores no seu país em www.fronius.us.

CURVA DE EFICIÊNCIA DO FRONIUS SYMO HYBRID 5.0-3-S



REDUÇÃO DA POTÊNCIA DO FRONIUS SYMO HYBRID 5.0-3-S DEVIDO À TEMPERATURA

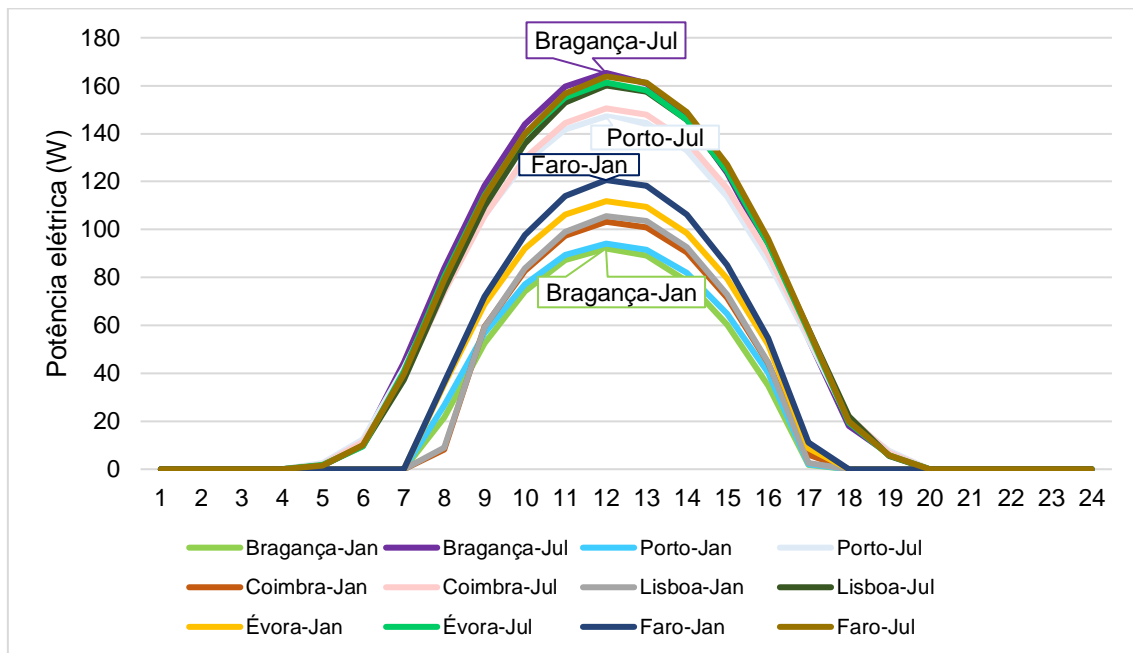


CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO FRONIUS SYMO HYBRID

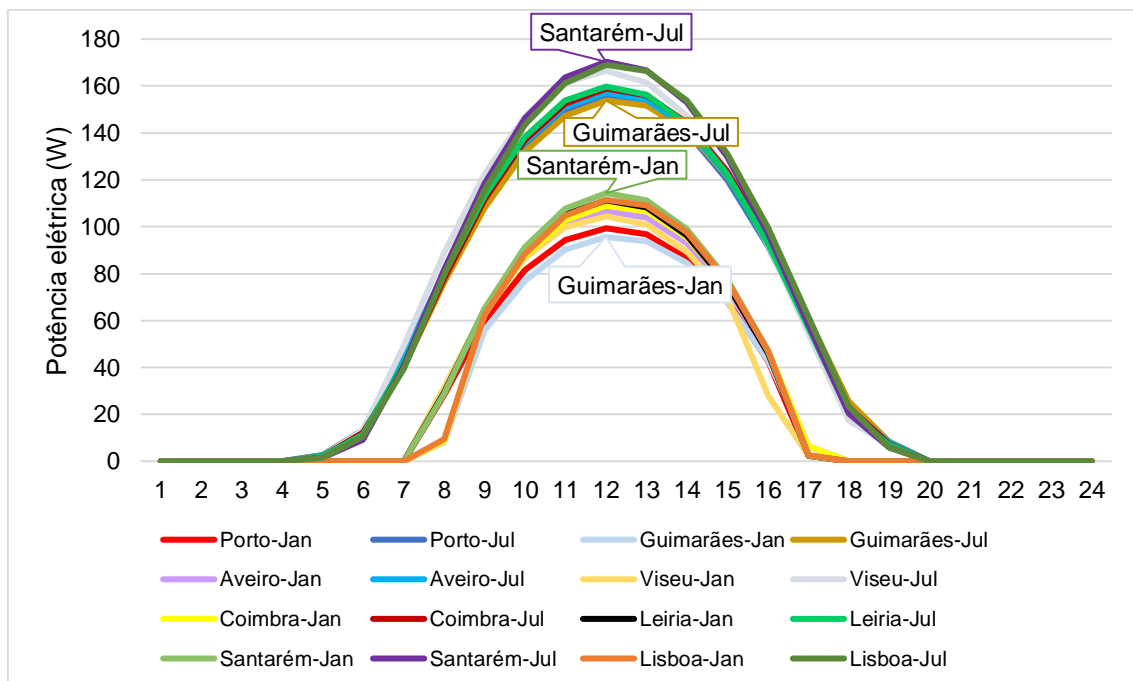
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Seccionador DC	Sim		
Comportamento de sobrecarga	Deslocação do ponto de trabalho, limitação da potência		
Medição do isolamento DC	Sim		
RCMU integral	Sim		
INTERFACES	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SenSpec, Fronius Solar API (JSON)		
Datalogger e Servidor web	Incluído		
Interface com a bateria e contador	Modbus RTU (RS485)		

Anexo C – Perfil de produção simplificado dos locais estudados

Perfil de produção PV (potência AC unitária) comercial/residencial (dia típico)



Perfil de produção PV (potência AC unitária) industrial (dia típico)



Anexo D – Cálculos complementares do potencial técnico PV

Metodologia IEA 2002

Ao empregar a equação 3.1, é possível estimar a capacidade de produção teórica a partir do recurso solar em Portugal:

Tipologia de edifício	Pot. BIPV (m²/capita)	População (2018)	Fator utiliz.	Prod. solar	Rad. solar (kWh/m².a.)	Efic. glob.	Cap. teórica (kWh/ano)
Residencial	9,2	10 276 617	0,4	0,8	1823,9	14%	7 725 282 861
Agricultural	3	10 276 617	0,4	0,8	1823,9	14%	2 519 113 976
Industrial	2,4	10 276 617	0,4	0,8	1823,9	14%	2 015 291 181
Comercial	2,4	10 276 617	0,4	0,8	1823,9	14%	2 015 291 181
Outros	1,5	10 276 617	0,4	0,8	1823,9	14%	1 259 556 988
Total							15 534 536 187

Dividindo-se a capacidade teórica por 1 450 horas equivalentes de operação, tem-se:

Tipologia de edifício	Potência teórica (kW)
Residencial	5 327 781
Agricultural	1 737 320
Industrial	1 389 856
Comercial	1 389 856
Outros	868 660
Total	10 713 473

Metodologia IEA 2002 modificada

A modificação implica o uso do fator de utilização de 0,35 e nas informações do parque edificado da Tabela 2.5 o fator de produtividade solar de 0,75. Replicando os demais parâmetros para calcular a capacidade teórica (considerando 1 450 horas equivalentes de operação):

Tipologia de edifício	Prod. solar	Rad. solar (kWh/m².ano)	Efic. glob.	Pot. BIPV DGE (m²)	Cap. teórica (kWh/ano)	Potência teó. (kW)
Edifícios de habitação	0,75	1823,9	14%	120 073 800	22 995 133 315	15 858 713
Comércio/Serviços ^a	0,75	1823,9	14%	35 866 200	6 868 676 185	4 737 018
Total				155 940 000	29 863 809 500	20 595 731

Nota: a. A tabela a seguir apresenta a tipologia de edifício comercial/serviços de forma desagregada:

Edifício Comerc./ Serviços	Prod. solar	Rad. solar (kWh/m².ano)	Efic. glob.	Pot. BIPV DGEG (m²)	Cap. teórica (kWh/ano)	Potência teó. (kW)
Escritórios	0,75	1823,9	14%	9 232 883	1 768 174 067	1 219 430
Escolas	0,75	1823,9	14%	7 457 329	1 428 140 593	984 925
Hospitais	0,75	1823,9	14%	2 485 776	476 046 864	328 308
Hotéis e Restaurantes	0,75	1823,9	14%	4 616 442	884 087 034	609 715
Edifícios de desporto	0,75	1823,9	14%	1 420 444	272 026 780	187 605
Comércio	0,75	1823,9	14%	9 943 105	1 904 187 457	1 313 233
Outros	0,75	1823,9	14%	710 222	136 013 390	93 802
Total				35 866 200	6 868 676 185	4 737 018

Metodologia IEA 2016

A utilização das equações 3.2, 3.3 e 3.4 levou aos seguintes resultados:

NUTS II	Popula. (2018)	Área super. (km²)	Dens. Pop. (p./km²)	Ár. sol. (m²/cap)	Cobertura solar (km²)	Rad. sol. (kWh/m².ano)	Cap. teó. (TWh/a.)	Pot. t. (GW)
Norte	3 572 583	21 286	167,8	28,39	101,42	1 731	18,43	10,65
Centro	2 216 569	28 199	78,6	37,08	82,18	1 791	15,45	8,63
A.M.Lis	2 846 332	3 015	944	15,46	43,99	1 875	8,66	4,62
Alentejo	705 478	31 605	22,3	57,77	40,75	1 896	8,12	4,28
Algarve	438 864	4 997	87,8	35,66	15,65	1 918	3,15	1,64
Total							53,81	29,82

Anexo E – Lista de ofertas de *kits* de autoconsumo PV e baterias utilizadas de comercializadores em Portugal

Ofertas de sistemas PV sem armazenamento de fornecedores em Portugal

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
	Fornecedor	Nº painel	Potência (C/ bateri	Oferta	Instalaç	Custo tota	Custo unitá	Custo	Descrição	Fonte	Outros	Acesso	
2	EDP	1	250	Não	€ 716,40	€ -	€ 716,40	€ 2,87	Oferta da EDP (instalação e IVA incluído)	https://www.edp.pt/par		29/10/2018	
3		2	500	Não	€ 1.220,40	€ -	€ 1.220,40	€ 2,44	pagamento parcelado em 36 meses (ou		29/10/2018		
4		3	750	Não	€ 1.724,40	€ -	€ 1.724,40	€ 2,30	60 se tiver baterias de íões de lítio);		29/10/2018		
5		2	500	Não	€ 1.100,00	€ 150,00	€ 1.250,00	€ 2,50			29/10/2018		
6		3	750	Não	€ 1.500,00	€ 150,00	€ 1.650,00	€ 2,20			29/10/2018		
7	Sunenergy	4	1000	Não	€ 1.850,00	€ 150,00	€ 2.000,00	€ 2,00	Kits de autoconsumo Sunenergy;	http://www.sunenergy.pt		29/10/2018	
8		5	1250	Não	€ 2.150,00	€ 150,00	€ 2.300,00	€ 1,84	Inclui IVA		29/10/2018		
9		6	1500	Não	€ 2.450,00	€ 150,00	€ 2.600,00	€ 1,73			29/10/2018		
10		1	275	Não	€ 365,00	€ 200,00	€ 565,00	€ 2,05			03/11/2018		
11		2	550	Não	€ 680,00	€ 200,00	€ 880,00	€ 1,60			03/11/2018		
12	Solarimpact	3	825	Não	€ 1.000,00	€ 200,00	€ 1.200,00	€ 1,45	KITS Policristalinos monofásico até	https://loja.solarimpact.pt		03/11/2018	
13		4	1100	Não	€ 1.100,00	€ 200,00	€ 1.300,00	€ 1,18	1500W (inclui IVA)		03/11/2018		
14		5	1375	Não	€ 1.400,00	€ 200,00	€ 1.600,00	€ 1,16			03/11/2018		
15		6	1650	Não	€ 1.680,00	€ 200,00	€ 1.880,00	€ 1,14			03/11/2018		
16		1	265	Não	€ 401,10	€ 223,00	€ 624,10	€ 2,36	10% de desconto (inclui IVA); custo		03/11/2018		
17	SolarShop	2	530	Não	€ 646,52	€ 223,00	€ 869,52	€ 1,64	painel + custo estrutura	https://www.solarshop.pt		03/11/2018	
18		3	795	Não	€ 1.037,29	€ 223,00	€ 1.260,29	€ 1,59	Com todos os componentes		03/11/2018		
19		4	1060	Não	€ 1.199,40	€ 223,00	€ 1.422,40	€ 1,34	necessários à correcta instalação do		03/11/2018		
20		5	1325	Não	€ 1.359,77	€ 223,00	€ 1.582,77	€ 1,19	sistema, módulos Jinco, maior		03/11/2018		
21		6	1590	Não	€ 1.518,38	€ 223,00	€ 1.741,38	€ 1,10	fabricante mundial de painéis e		03/11/2018		
22		8	2120	Não	€ 2.393,46	€ 809,34	€ 3.202,80	€ 1,51	Kits autoconsumo Smart UPAC	https://www.solarshop.pt		03/11/2018	
23		10	2650	Não	€ 2.987,46	€ 809,34	€ 3.796,80	€ 1,43	(>1500W);		03/11/2018		
24		12	3180	Não	€ 3.298,79	€ 809,34	€ 4.108,13	€ 1,29	Custo painel + custo estrutura;		03/11/2018		
25		16	4240	Não	€ 4.089,40	€ 809,34	€ 4.898,74	€ 1,16	Kit Instalação Certificada		03/11/2018		
26		8	2120	Não	€ 2.846,31	€ 912,66	€ 3.758,97	€ 1,77			03/11/2018		
27	SolarShop (UPAC >1500 W)	10	2650	Não	€ 3.158,34	€ 912,66	€ 4.071,00	€ 1,54	Kits de autoconsumo >1500 W, com	https://www.solarshop.pt		03/11/2018	
28		12	3180	Não	€ 3.469,67	€ 912,66	€ 4.382,33	€ 1,38	quadro AC, contador de produção e		03/11/2018		
29		16	4240	Não	€ 4.090,23	€ 912,66	€ 5.002,89	€ 1,18	modem GSM, opcionais (componentes		03/11/2018		
30		20	5300	Não	€ 4.882,82	€ 912,66	€ 5.795,48	€ 1,09	obrigatórios para o registo e		03/11/2018		
31		24	6360	Não	€ 5.918,54	€ 912,66	€ 6.831,20	€ 1,07	certificação da DGEG)		03/11/2018		
32		28	7420	Não	€ 6.748,82	€ 912,66	€ 7.661,48	€ 1,03	Kits autoconsumo Smart UPAC	https://www.solarshop.pt		03/11/2018	
33		32	8480	Não	€ 7.365,89	€ 912,66	€ 8.278,55	€ 0,98	T trifásicos;		03/11/2018		
34		36	9540	Não	€ 8.170,97	€ 912,66	€ 9.083,63	€ 0,95	Custo painel + custo estrutura;		03/11/2018		
35		40	10600	Não	€ 8.785,25	€ 912,66	€ 9.697,91	€ 0,91	Kit Instalação Certificada		03/11/2018		
36		2	500	Não	€ 1.125,00	€ -	€ 1.125,00	€ 2,25	kit de autoconsumo solar 500W de injec		https://www.damiasola.pt		04/11/2018
37	Damia Solar	4	1000	Não	€ 1.755,00	€ -	€ 1.755,00	€ 1,76	kit de autoconsumo solar 1000W de injec	https://www.damiasola.pt		04/11/2018	
38		8	2000	Não	€ 2.970,00	€ -	€ 2.970,00	€ 1,49	kit de autoconsumo solar 2000W de injec		04/11/2018		
39		16	4000	Não	€ 5.430,00	€ -	€ 5.430,00	€ 1,36	kit de autoconsumo solar 4000W de injec		04/11/2018		
40		1	250	Não	€ 416,79	€ 185,00	€ 601,79	€ 2,41	Soluções para autoconsumo particular;		04/11/2018		
41		2	500	Não	€ 686,09	€ 245,00	€ 931,09	€ 1,86	Inclui IVA e transporte;		04/11/2018		
42	Boa Energia	3	750	Não	€ 1.089,09	€ 305,00	€ 1.394,09	€ 1,86	Estrutura para superfície inclinada;	http://boaenergia.pt/pr		04/11/2018	
43		4	1000	Não	€ 1.337,96	€ 370,00	€ 1.707,96	€ 1,71	Módulos Fotovoltaicos Policristalinos		04/11/2018		
44		5	1250	Não	€ 1.924,00	€ 495,00	€ 2.419,00	€ 1,94	JA Solar JAP6-60/4BB de 265Wp;		04/11/2018		
45		6	1500	Não	€ 1.803,75	€ 495,00	€ 2.298,75	€ 1,53	Payback médio: ~5 anos		04/11/2018		
46		2	500	Não	€ 720,00	€ 200,00	€ 920,00	€ 1,84	Kits (inclui módulos, inversores e		11/12/2018		
47	Resul	3	750	Não	€ 1.050,00	€ 200,00	€ 1.250,00	€ 1,67	estrutura) de autoconsumo para	http://www.resul.pt/files		11/12/2018	
48		4	1000	Não	€ 1.400,00	€ 200,00	€ 1.600,00	€ 1,60	cobertura plana. Custo de instalação		11/12/2018		
49		6	1500	Não	€ 1.955,00	€ 200,00	€ 2.155,00	€ 1,44	não estava incluído na oferta		11/12/2018		
50		1	250	Não	€ 404,58	€ 215,25	€ 619,83	€ 2,48	Inclui IVA, inversor, estrutura, cabo e		http://www.lot		17/01/2019
51		2	500	Não	€ 695,33	€ 215,25	€ 910,58	€ 1,82	conectores		http://www.lot		17/01/2019
52	Lobosolar	3	750	Não	€ 1.028,69	€ 215,25	€ 1.243,94	€ 1,66	Kits de autoconsumo; Kit composto	http://www.lobosolar.cc		17/01/2019	
53		4	1000	Não	€ 1.528,89	€ 307,50	€ 1.836,39	€ 1,84	Inclui IVA, inversor, estrutura, cabo e		17/01/2019		
54		5	1250	Não	€ 1.739,17	€ 307,50	€ 2.046,67	€ 1,64	conectores		http://www.lot		17/01/2019
55		6	1500	Não	€ 1.949,45	€ 307,50	€ 2.256,95	€ 1,50	Kits de autoconsumo PRO; Kit		http://www.lot		17/01/2019
56		1	250	Não	€ 580,00	€ 200,00	€ 780,00	€ 3,12	Kits (inclui módulos, inversores e		17/01/2019		
57	Sotecnisol	2	500	Não	€ 964,00	€ 200,00	€ 1.164,00	€ 2,33	estrutura) de autoconsumo para	https://www.sotecnisol.pt		17/01/2019	
58		4	1000	Não	€ 1.874,00	€ 200,00	€ 2.074,00	€ 2,07	cobertura inclinada. Custo de instalação		17/01/2019		
59		6	1500	Não	€ 2.974,00	€ 200,00	€ 3.174,00	€ 2,12	não estava incluído na oferta		17/01/2019		

Ofertas de sistemas PV com armazenamento (baterias de íões de lítio e chumbo-ácido) de fornecedores em Portugal

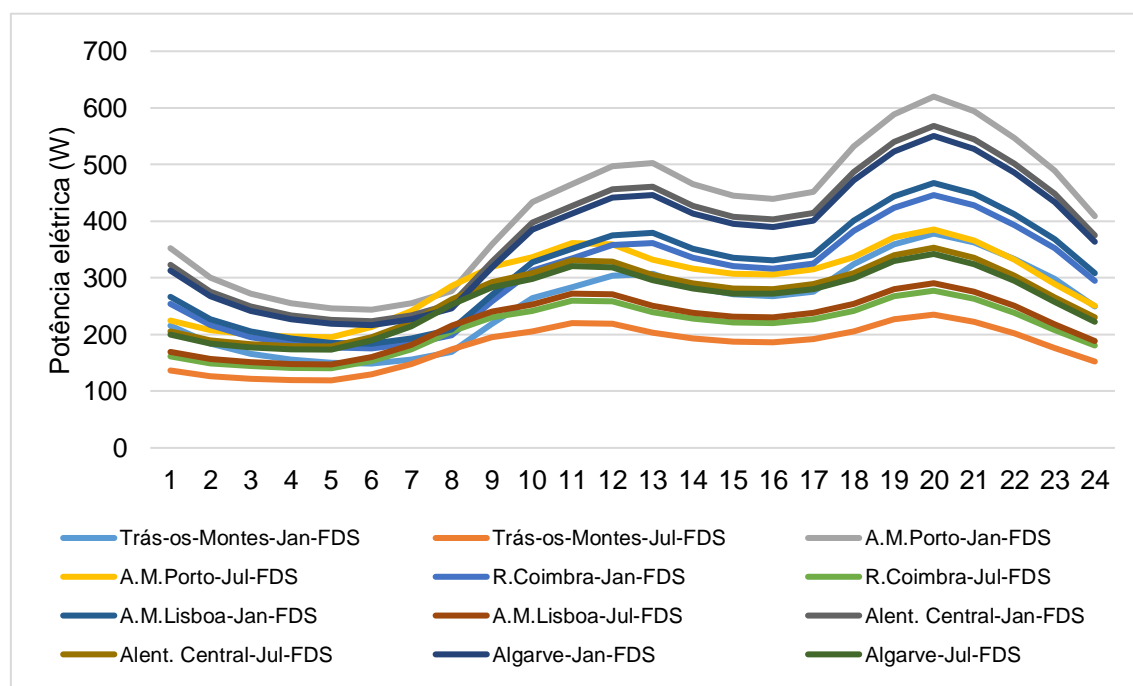
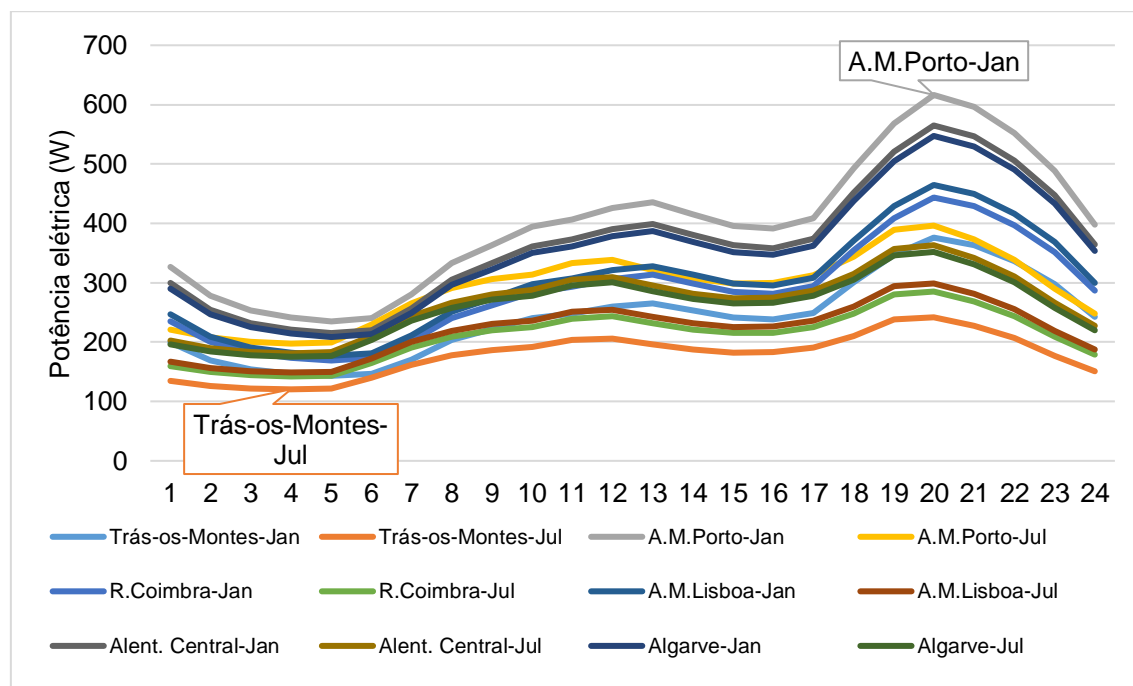
	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
	Fornecedor	Nº paine	Potência (l	C/ bateri	Oferta	Instalaç	Custo tota	Custo unitár	Custo/	Descrição	Fonte	Outros	Acesso
6	EDP	6	1500	Sim	€ 9 000,00	€ -	€ 9 000,00	€ 1 500,00	€ 6,00	Oferta da EDP (instalação e IVA incluído) -	https://www.edp.pt/part		29/10/2018
7		14	3500	Sim	€ 18 180,00	€ -	€ 18 180,00	€ 1 298,57	€ 5,19	pagamento parcelado em 36 meses (ou 60	https://www.edp.pt/part		29/10/2018
13		6	1500	Sim	€ 7 000,00	€ -	€ 7 000,00	€ 1 166,67	€ 4,67	Kits de autoconsumo com baterias para			29/10/2018
14		14	3500	Sim	€ 12 000,00	€ -	€ 12 000,00	€ 857,14	€ 3,43	casas com instalação elétrica monofásica			29/10/2018
15		16	4000	Sim	€ 14 000,00	€ -	€ 14 000,00	€ 875,00	€ 3,50	(Instalação e IVA incluídos);			29/10/2018
16	Sunenergy	20	5000	Sim	€ 16 500,00	€ -	€ 16 500,00	€ 825,00	€ 3,30	Baterias de íões de lítio	http://www.sunenergy.p		29/10/2018
17		12	5196	Sim	€ 13 000,00	€ -	€ 13 000,00	€ 1 083,33	€ 2,50	Kits de autoconsumo com baterias para			29/10/2018
18		16	6928	Sim	€ 16 000,00	€ -	€ 16 000,00	€ 1 000,00	€ 2,31	casas com instalação elétrica trifásica			29/10/2018
19		20	8660	Sim	€ 18 500,00	€ -	€ 18 500,00	€ 925,00	€ 2,14	(Instalação e IVA incluídos)			29/10/2018
26		6	1650	Sim	€ 5 700,00	€ 300,00	€ 6 000,00	€ 1 000,00	€ 3,64	KIT híbrido Solax SK-SU3000E X/5000E X -			03/11/2018
27	Solarimpact	9	2475	Sim	€ 7 600,00	€ 300,00	€ 7 900,00	€ 877,78	€ 3,19	HYBRID;	https://loja.solarimpact.		03/11/2018
28		12	3300	Sim	€ 8 100,00	€ 300,00	€ 8 400,00	€ 700,00	€ 2,55	Baterias LG (íões de lítio)			03/11/2018
29		20	5500	Sim	€ 13 900,00	€ 300,00	€ 14 200,00	€ 710,00	€ 2,58	KIT híbrido Trifásico Solax X3 HYBRID 5.0;			03/11/2018
50		5	1325	Sim	€ 8 366,08	€ 809,34	€ 9 175,42	€ 1 835,08	€ 6,92				03/11/2018
51		6	1590	Sim	€ 8 529,92	€ 809,34	€ 9 339,26	€ 1 556,54	€ 5,87				03/11/2018
52		8	2120	Sim	€ 8 859,36	€ 809,34	€ 9 668,70	€ 1 208,59	€ 4,56	Kits de autoconsumo STORAGE;	https://www.solarshop.p		03/11/2018
53		10	2650	Sim	€ 9 496,83	€ 809,34	€ 10 306,17	€ 1 030,62	€ 3,89	Custo painel + custo estrutura + custo			03/11/2018
54		12	3180	Sim	€ 9 829,08	€ 809,34	€ 10 638,42	€ 886,54	€ 3,35	bateria (LG Chem HV);			03/11/2018
55	SolarShop	16	4240	Sim	€ 10 675,11	€ 809,34	€ 11 484,45	€ 717,78	€ 2,71				03/11/2018
56	(storage)	6	1590	Sim	€ 8 398,46	€ 912,66	€ 9 311,12	€ 1 551,85	€ 5,86				03/11/2018
57		8	2120	Sim	€ 8 727,90	€ 912,66	€ 9 640,56	€ 1 205,07	€ 4,55				03/11/2018
58		10	2650	Sim	€ 9 060,84	€ 912,66	€ 9 973,50	€ 997,35	€ 3,76	Kits de autoconsumo STORAGE Trifásicos;	https://www.solarshop.p		03/11/2018
59		12	3180	Sim	€ 9 393,08	€ 912,66	€ 10 305,74	€ 858,81	€ 3,24	Custo painel + custo estrutura + custo			03/11/2018
60		16	4240	Sim	€ 11 643,45	€ 912,66	€ 12 556,11	€ 784,76	€ 2,96	bateria (Bateria lítio BYD B-Box HV)	https://www.damiasolar		03/11/2018
61		20	5300	Sim	€ 14 079,56	€ 912,66	€ 14 992,22	€ 749,61	€ 2,83				03/11/2018
66	Damia Solar	2	320	Sim	€ 1 119,00	€ -	€ 1 119,00	€ 559,50	€ 3,50	os kits da Damia Solar para o uso de	https://www.damiasolar		03/03/2019
67	(storage)	4	640	Sim	€ 1 894,00	€ -	€ 1 894,00	€ 473,50	€ 2,96	frigoríficos, micro-ondas, ferramentas de	https://www.damiasolar		03/03/2019
68	baterias de	5	800	Sim	€ 2 149,00	€ -	€ 2 149,00	€ 429,80	€ 2,69	bricolage, bombas de água solares, etc.,	https://www.damiasolar		03/03/2019
69	gel i.e.	5	1625	Sim	€ 4 067,00	€ -	€ 4 067,00	€ 813,40	€ 2,50	utilizam SEMPRE baterias de gel, que não	https://www.damiasolar		03/03/2019
70	chumbo-ácido)	9	2430	Sim	€ 5 695,00	€ -	€ 5 695,00	€ 632,78	€ 2,34	precisam de manutenção e oferecem 12	https://www.damiasolar		03/03/2019
71		14	3780	Sim	€ 10 054,00	€ -	€ 10 054,00	€ 718,14	€ 2,66	anos de vida útil.	https://www.damiasolar		04/11/2018

Ofertas de diferentes tecnologias eletroquímicas de fornecedores em Portugal

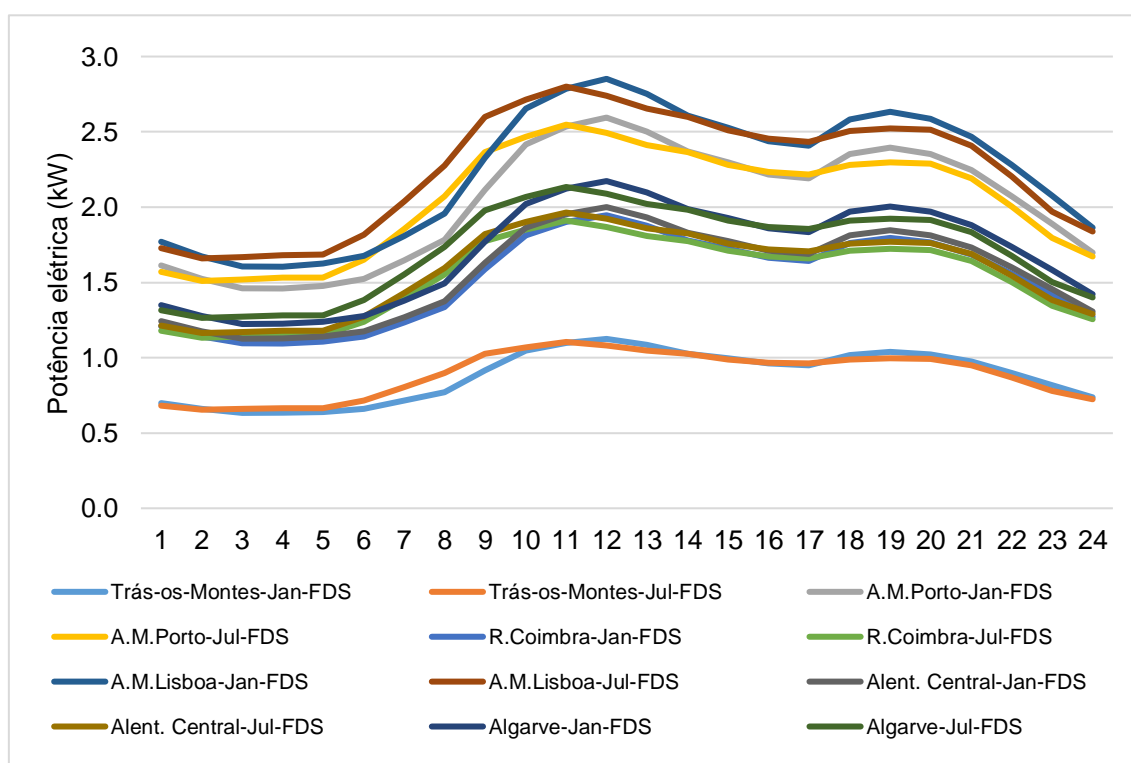
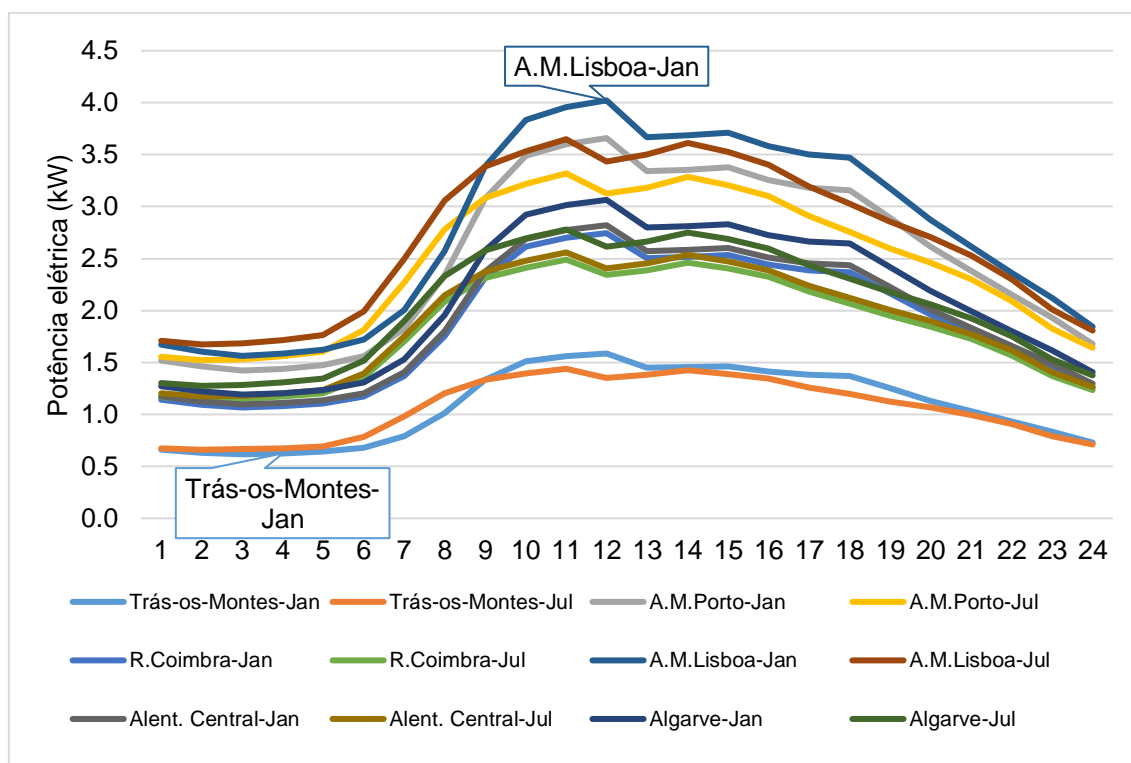
	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
	Fornecedor	Gel/Lítio	Ah (C/20)	V	Wh nominal	DoD	Wh dispon/útil	Preço (c/ IVA)	Preço/Wh	Descrição	Fonte	Outros	Acesso
3		Lítio	63	48	3024	90%	2722	€ 2 680,00	€ 0,98	LG Chem RESU 3.3 LV 48V	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
4		Lítio	126	48	6048	90%	5443	€ 4 060,00	€ 0,75	LG Chem RESU 6.5 LV 48V	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
5		Lítio	189	48	9072	90%	8165	€ 5 370,00	€ 0,66	LG Chem RESU 10.0 LV 48V	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
6	Solarimpact	Lítio	122	48	5832	80%	4666	€ 4 100,00	€ 0,88	Axtec AXIS storage Li FS. 6600 ciclos	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
7		Lítio	53	48	2560	90%	2304	€ 1 360,00	€ 0,59	BYD B-PLUS 2.5 LiFePO4 6000 ciclos	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
8		Lítio	104	48	5000	90%	4500	€ 3 010,00	€ 0,67	BYD B-BOX 5.0 A46 40 kWh	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
9		Lítio	208	48	10000	90%	9000	€ 5 700,00	€ 0,63	BYD B-BOX 10.0	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
10		Lítio	50	48	2400	90%	2160	€ 1 500,00	€ 0,69	Bateria Lítio Pylontech H48050. 19.2	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
11		Lítio	20	48	960	90%	864	€ 860,00	€ 1,00	Bateria Lítio Sinlion 1kW	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
12		Lítio	63	48	3024	90%	2722	€ 1 625,00	€ 0,60	Bateria Lítio METERBOOST-48-LT06	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
13		Lítio	63	48	3024	90%	2722	€ 3 019,11	€ 1,11	As baterias LG CHEM RESU 48V lítio,	https://loja.solarimpact	https://loja.se	19/05/2019
14		Lítio	126	48	6048	90%	5443	€ 4 559,23	€ 0,84	são extremamente compactas e leves,	https://www.solarshop	https://loja.se	19/05/2019
15		Lítio	189	48	9072	90%	8165	€ 6 035,78	€ 0,74	mantendo um elevado número de			19/05/2019
16		Lítio	73	48	3500	90%	3150	€ 2 250,90	€ 0,71	Baterias BYD, o maior fabricante de			19/05/2019
17		Lítio	146	48	7000	90%	6300	€ 4 178,31	€ 0,66	baterias lítio, novo modelo LV 48v, as	https://www.solarshop	https://loja.se	19/05/2019
18		Lítio	219	48	10500	90%	9450	€ 6 103,26	€ 0,65	baterias de lítio mais completas e			19/05/2019
19		Lítio	292	48	14000	90%	12600	€ 8 030,67	€ 0,64	modulares do mercado.			19/05/2019
20		Lítio	50	48	2400	90%	2160	€ 1 760,13	€ 0,81	Lítio Ferro Fosfato (LiFePO4).			19/05/2019
21		Lítio	100	48	4800	90%	4320	€ 3 066,39	€ 0,71	Pylontech, um dos maiores			19/05/2019
22		Lítio	150	48	7200	90%	6480	€ 4 373,88	€ 0,67	fabricantes do mundo de baterias de	https://www.solarshop	http://www.p	19/05/2019
23	SolarShop	Lítio	200	48	9600	90%	8640	€ 5 227,50	€ 0,61	lítio, com anos de experiência no	https://www.solarshop	http://www.p	19/05/2019
24		Lítio	250	48	12000	90%	10800	€ 6 533,76	€ 0,60	mercado. Capazes de um elevado			19/05/2019
25		Lítio	300	48	14400	90%	12960	€ 7 841,25	€ 0,61	número de ciclos, com 7 anos de			19/05/2019
26		Gel	60	48	2880	50%	1440	€ 714,97	€ 0,50				18/05/2019
27		Gel	66	48	3168	50%	1584	€ 884,42	€ 0,56	As baterias Victron GEL são			18/05/2019
28		Gel	90	48	4320	50%	2160	€ 931,36	€ 0,43	fisicamente robustas, ideais para			18/05/2019
29		Gel	110	48	5280	50%	2640	€ 1 149,80	€ 0,44	embarcações, caravanas, e sistemas	https://www.solarshop	https://www.v	18/05/2019
30		Gel	130	48	6240	50%	3120	€ 1 344,93	€ 0,43	solares de uso ocasional, já que não			18/05/2019
31		Gel	165	48	7920	50%	3960	€ 1 710,68	€ 0,43	teêm qualquer tipo de manutenção.			18/05/2019
32		Gel	220	48	10560	50%	5280	€ 2 184,78	€ 0,41				18/05/2019
33		Gel	265	48	12720	50%	6360	€ 2 628,76	€ 0,41				18/05/2019
34		Gel	145	48	6960	50%	3480	€ 1 300,00	€ 0,37	Bateria solar Haze do tipo gel selada e	https://www.damiasolar.com/produto		20/05/2019
35		Gel	150	48	7200	50%	3600	€ 1 340,00	€ 0,37	A bateria solar gel da marca Haze. Tem	https://www.damiasolar.com/produto		20/05/2019
36		Gel	200	48	9600	50%	4800	€ 1 880,00	€ 0,39	Bateria de gel Haze, modelo H2V-MR1	https://www.damiasolar.com/produto		20/05/2019
37		Gel	60	48	2880	50%	1440	€ 908,00	€ 0,56	A bateria Victron de ciclo profundo tipo	https://www.damiasolar.com/produto		20/05/2019
38	Damia Solar	Gel	90	48	4320	50%	2160	€ 1 202,00	€ 0,56	Acumulador de ciclo profundo em Go Vi	https://www.damiasolar.com/produto		20/05/2019
39		Gel	110	48	5280	50%	2640	€ 1 498,00	€ 0,57	Victron é o fabricante europeu de baterias	https://www.damiasolar.com/produto		20/05/2019
40		Gel	130	48	6240	50%	3120	€ 1 642,00	€ 0,53	A bateria Victron de ciclo profundo tipo	https://www.damiasolar.com/produto		20/05/2019
41		Gel	165	48	7920	50%	3960	€ 1 957,00	€ 0,49	Victron oferece-lhe esta bateria de ciclo	https://www.damiasolar.com/produto		20/05/2019
42		Gel	220	48	10560	50%	5280	€ 2 418,00	€ 0,46	O acumulador Victron de ciclo profundo	https://www.damiasolar.com/produto		20/05/2019

Anexo F – Perfis de consumo simplificados para *prosumers* domésticos, comerciais e industriais em cada localidade analisada (setor agregado)

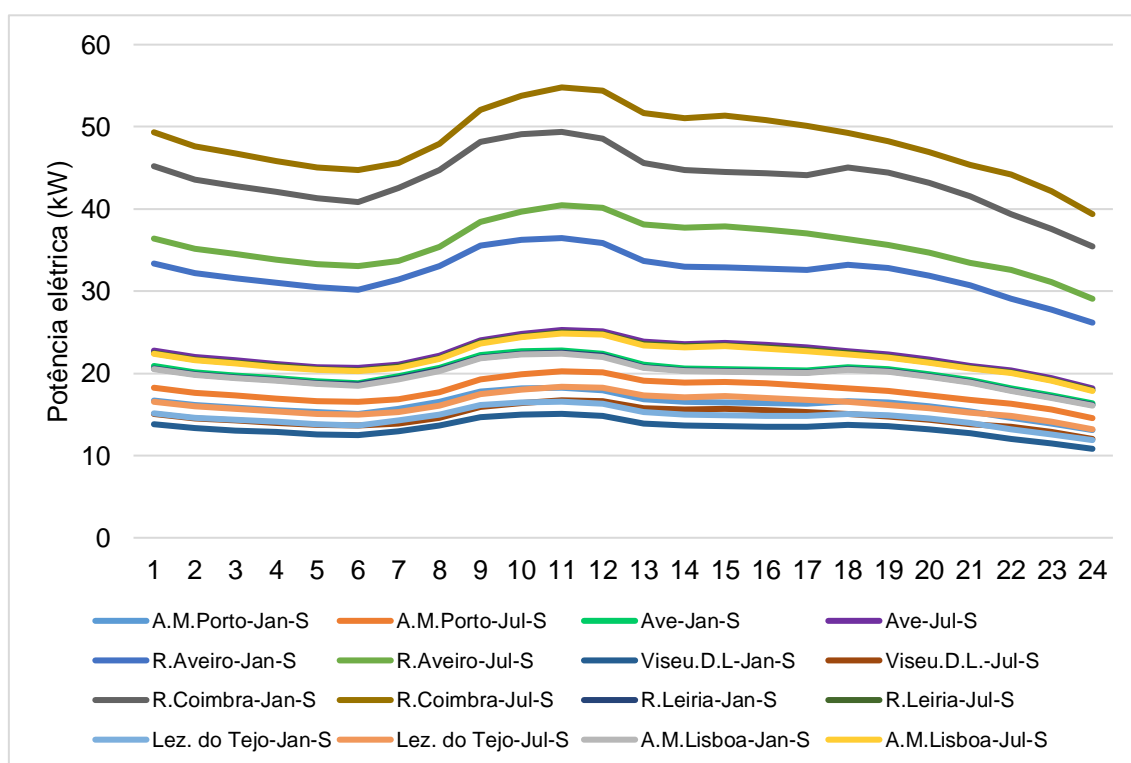
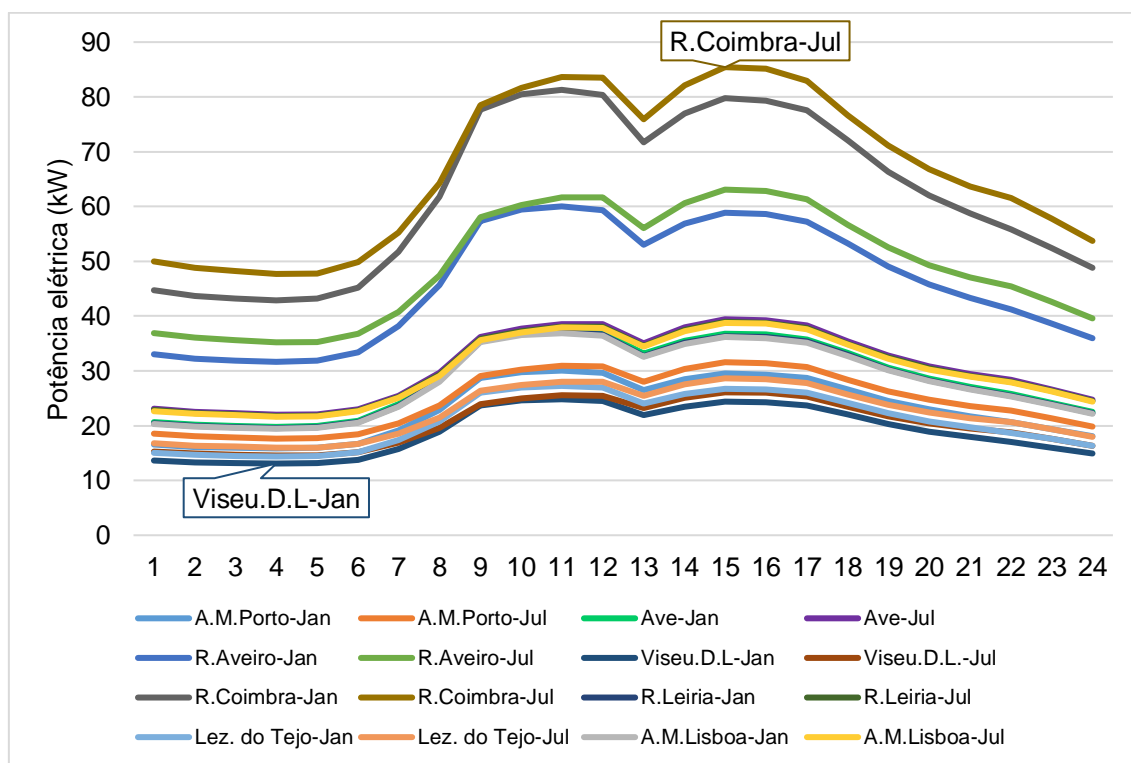
Prosumers domésticos: consumo num dia típico para dia útil e fim de semana (FDS)

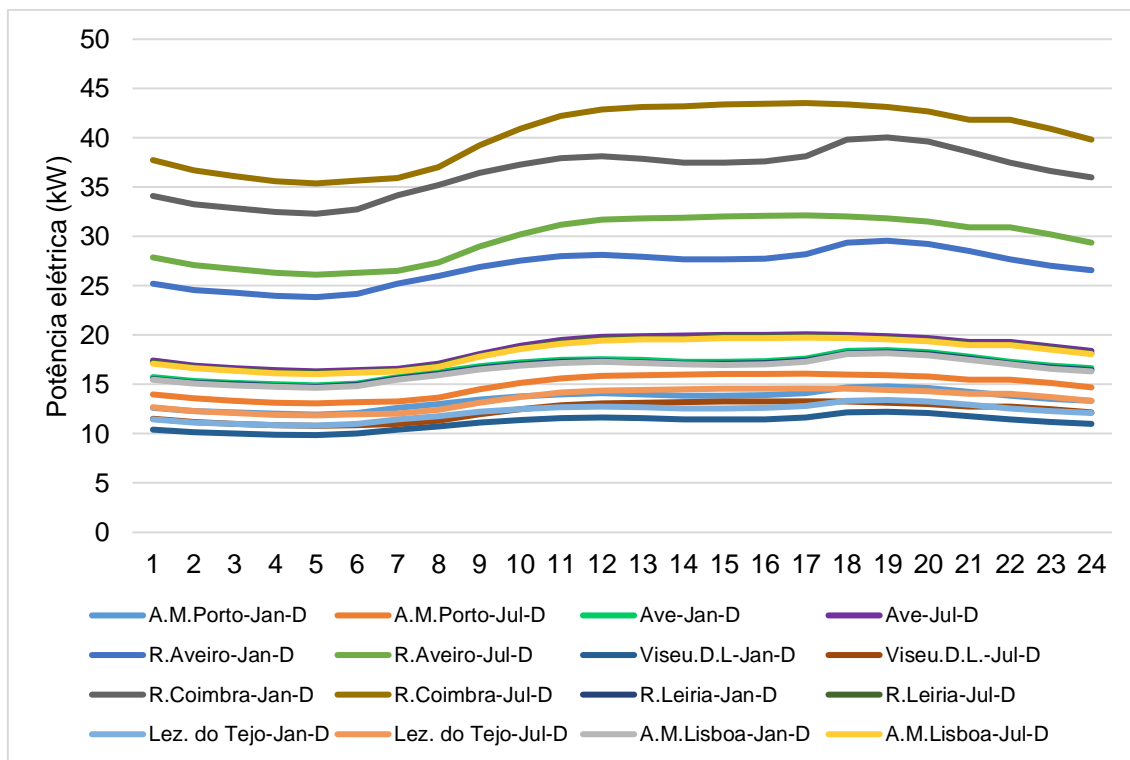


Prosumers comerciais: consumo num dia típico para dia útil e fim de semana (FDS)



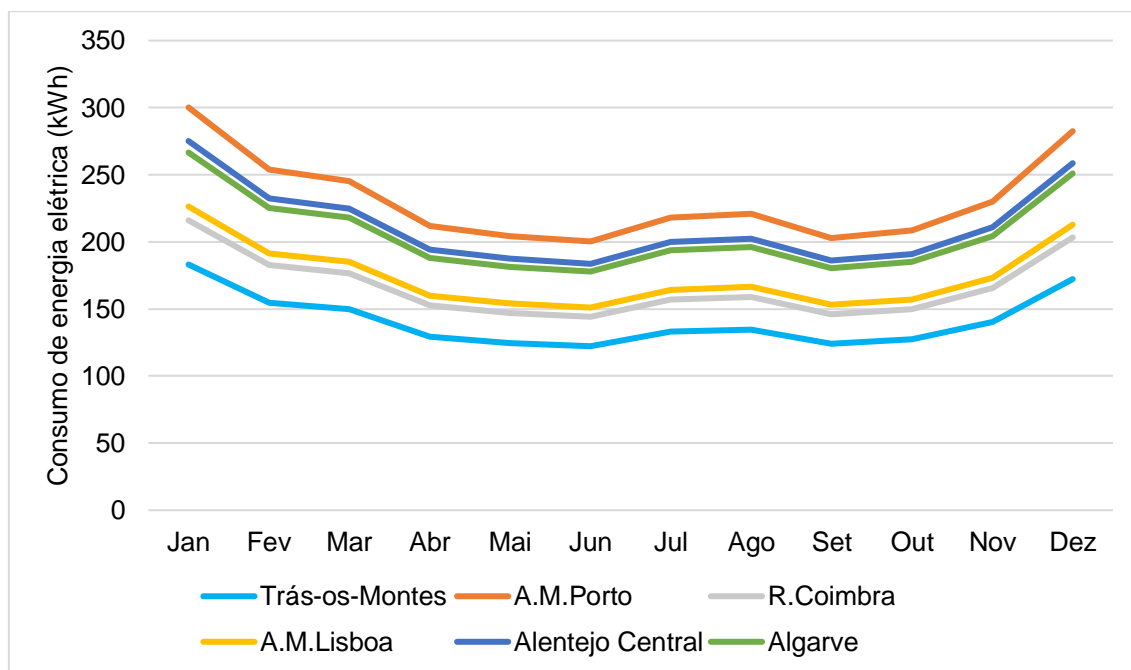
Prosumers industriais: consumo num dia típico para dia útil, sábado (S) e domingo (D)



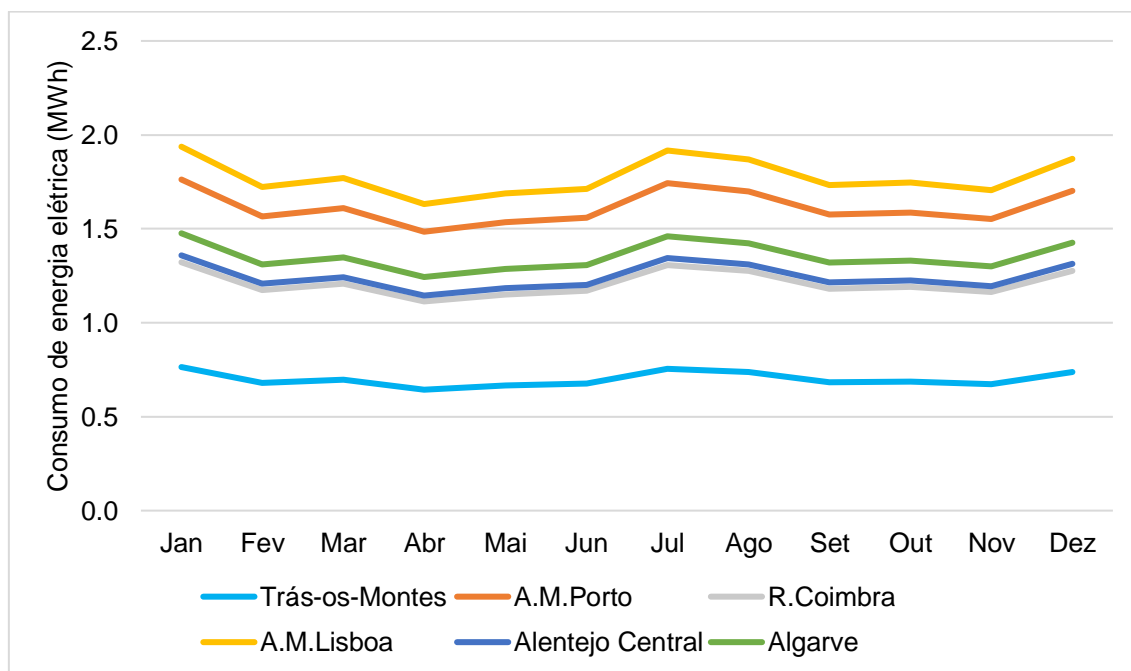


Anexo G – Consumo de energia elétrica mensal de *prosumers* domésticos, comerciais e industriais em cada localidade considerada (setor agregado)

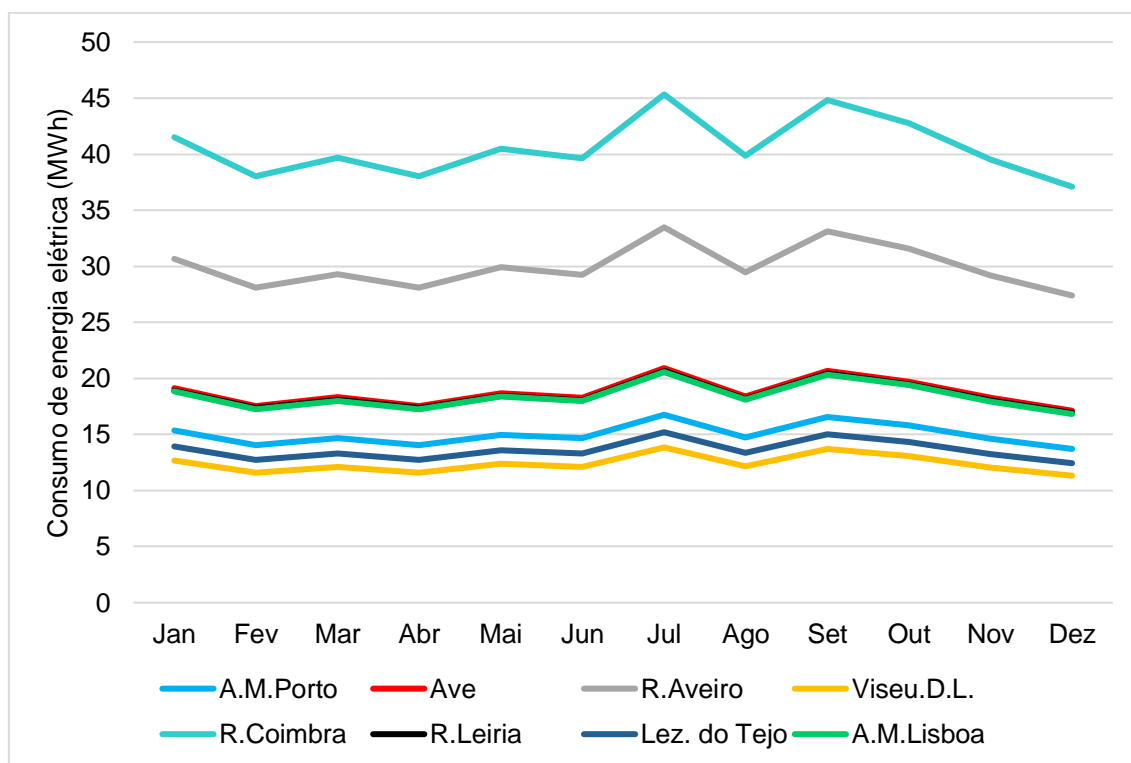
Prosumers domésticos: consumo mensal típico



Prosumers comerciais: consumo mensal típico



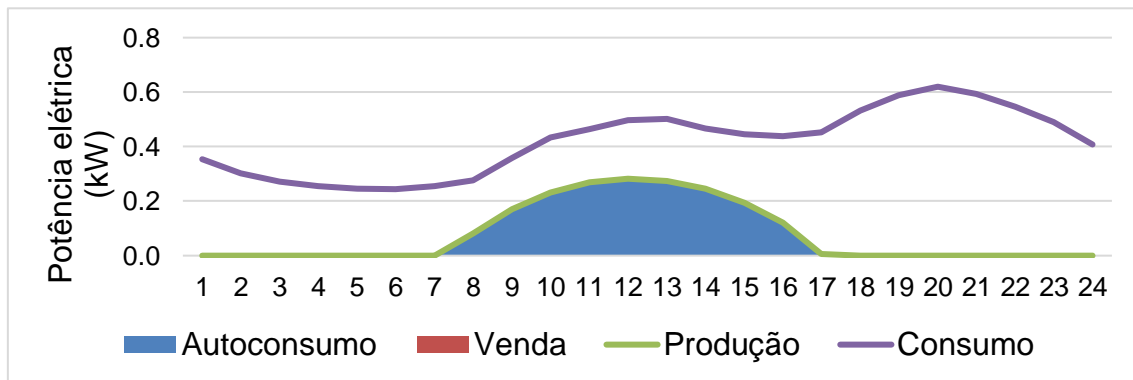
Prosumers industriais: consumo mensal típico



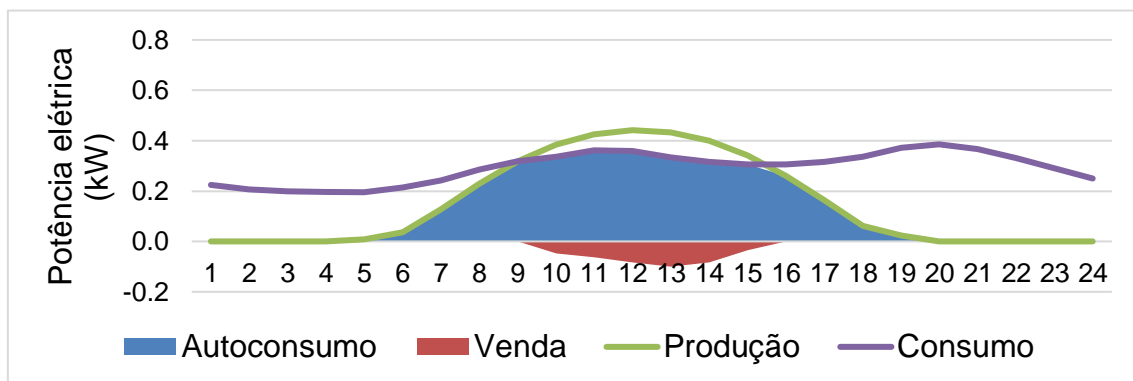
Anexo H – Perfis de autoconsumo e venda para uma seleção de *prosumers* domésticos médios

A. M. Porto (Residencial)

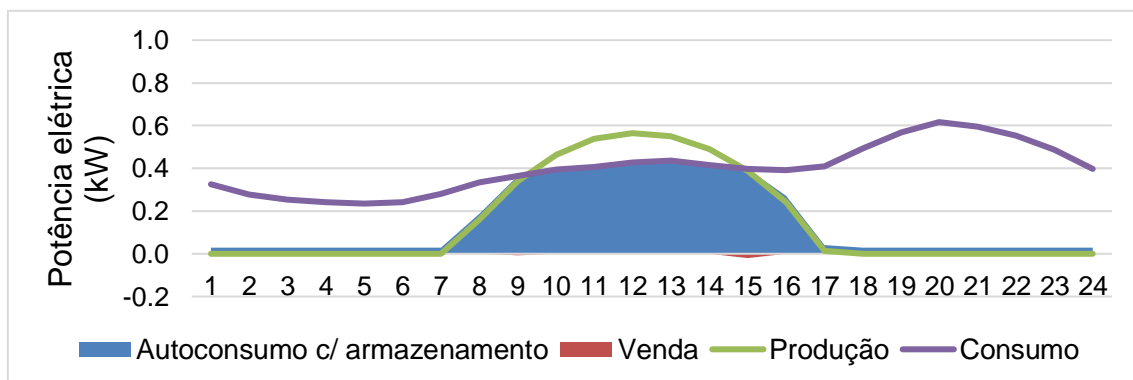
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazenamento**) (**fim de semana**) – Janeiro:



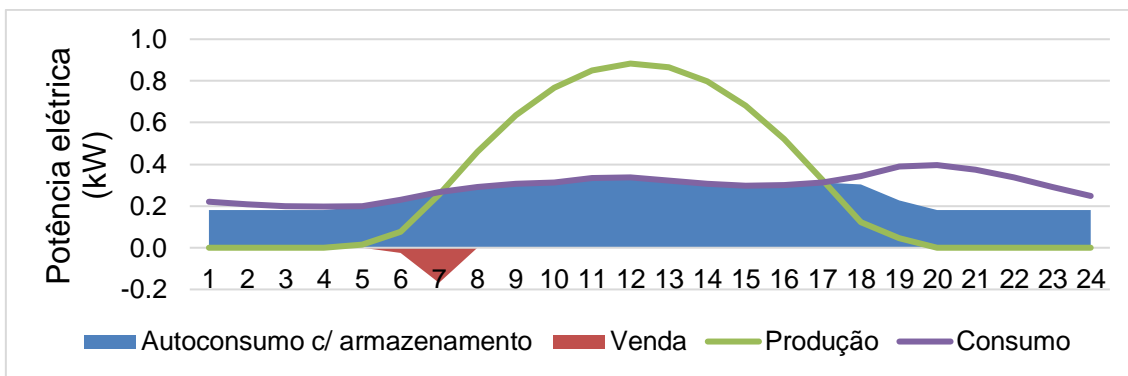
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazenamento**) (**fim de semana**) – Julho:



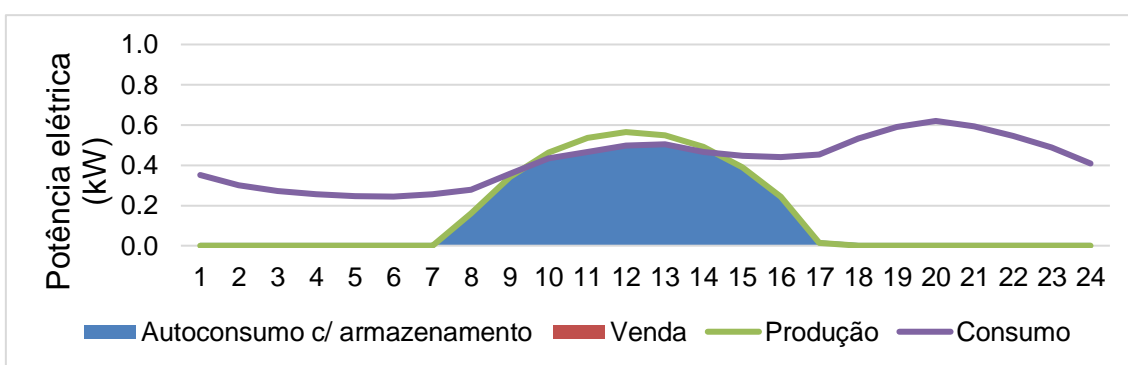
Perfil de autoconsumo e venda (**com armazenamento LFP**) (**dia útil**) – Janeiro:



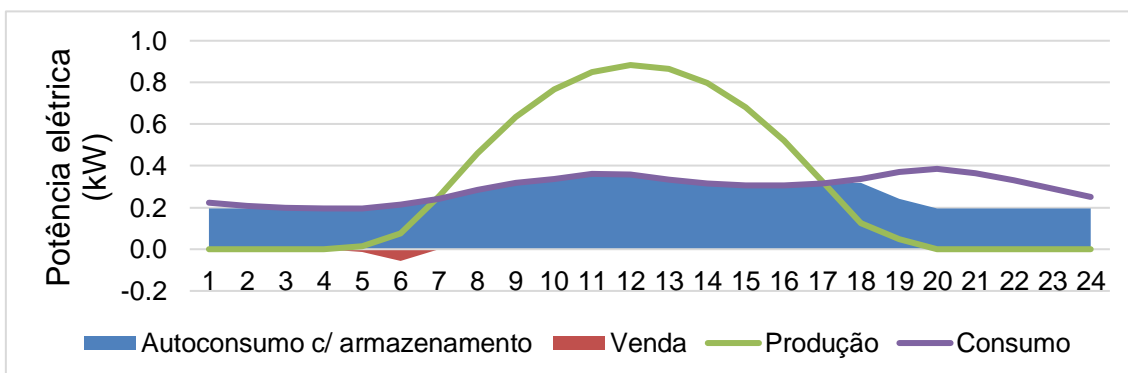
Perfil de autoconsumo e venda (**com armazenamento LFP**) (**dia útil**) – Julho:



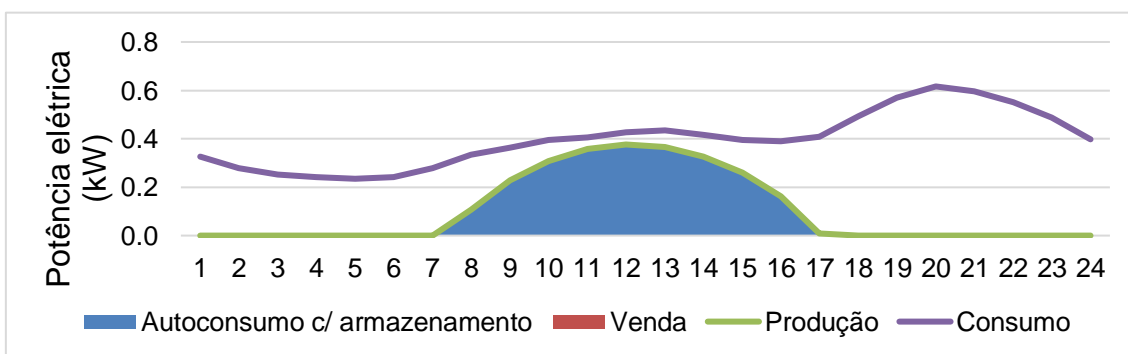
Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento LFP) (fim de semana) – Janeiro:



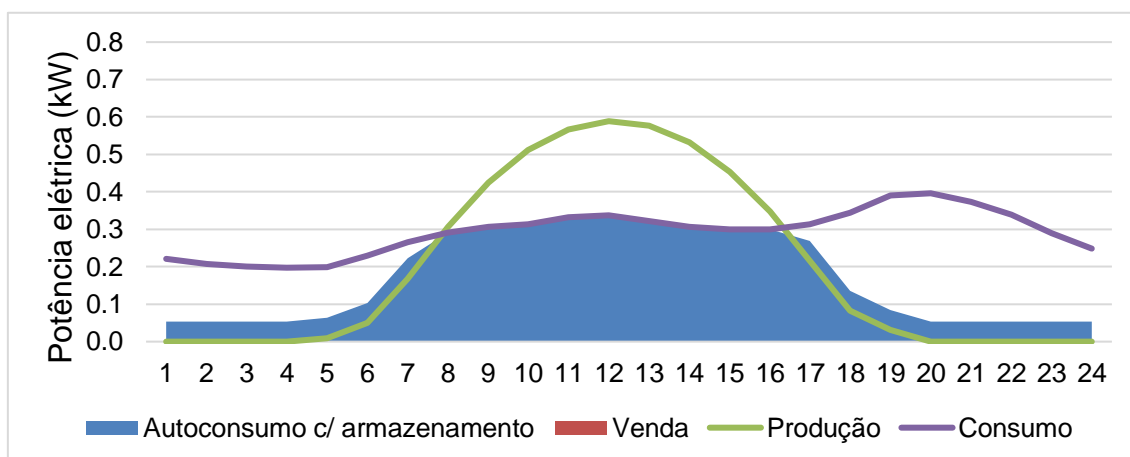
Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento LFP) (fim de semana) – Julho:



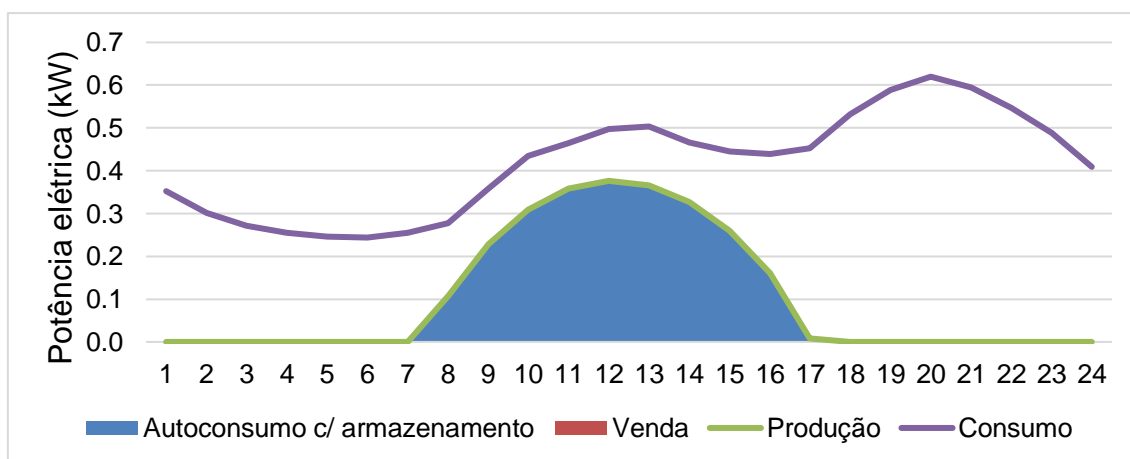
Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (dia útil) – Janeiro:



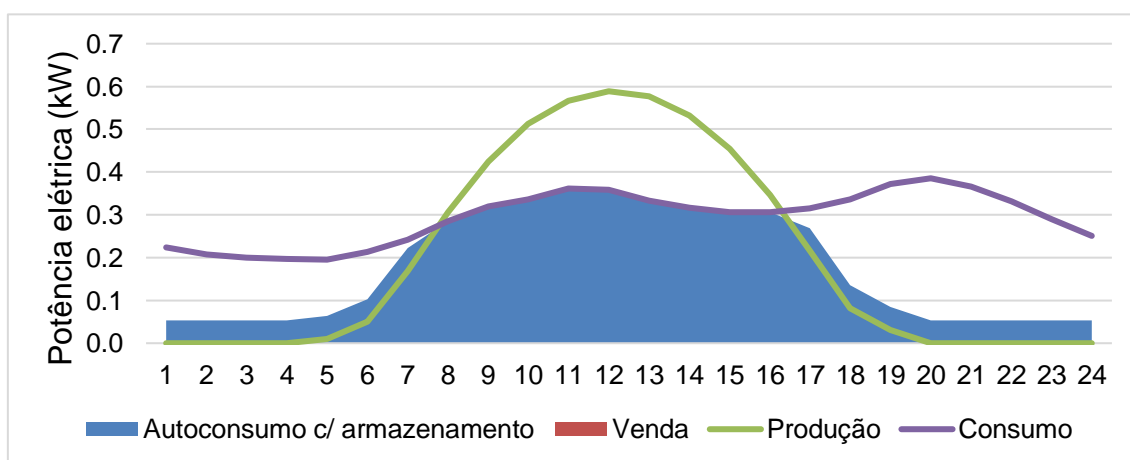
Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (dia útil) – Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (fim de semana) – Janeiro:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (fim de semana) – Julho:

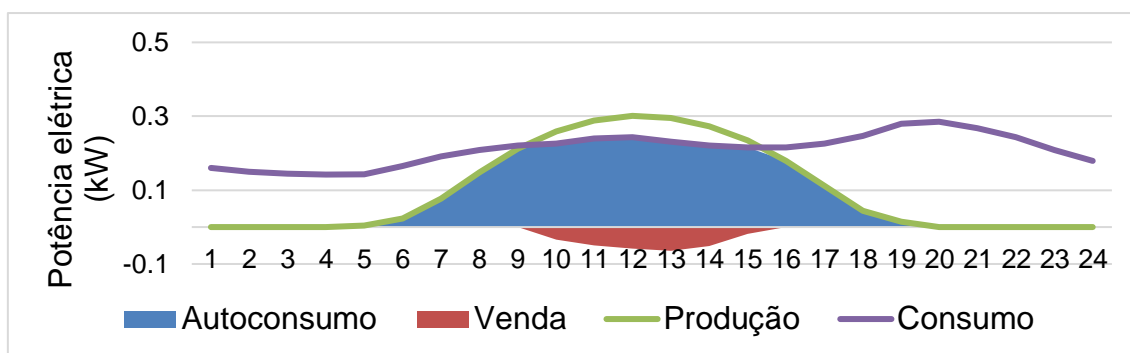
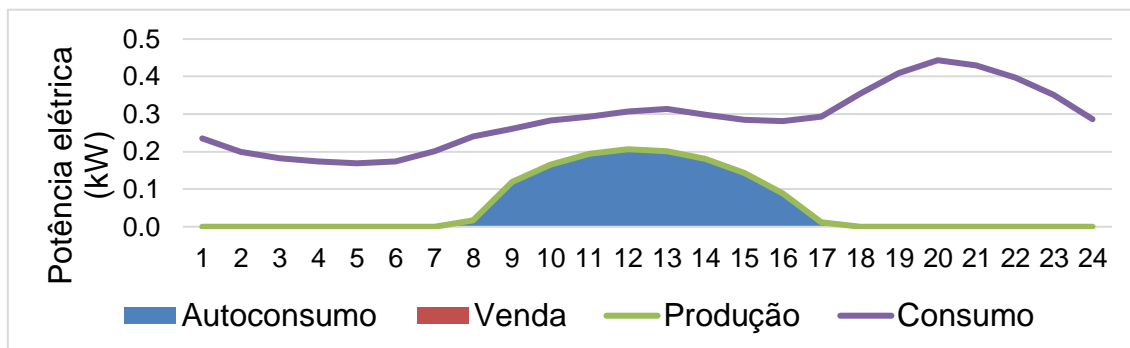


A. M. Porto (Residencial): avaliação económica resumida

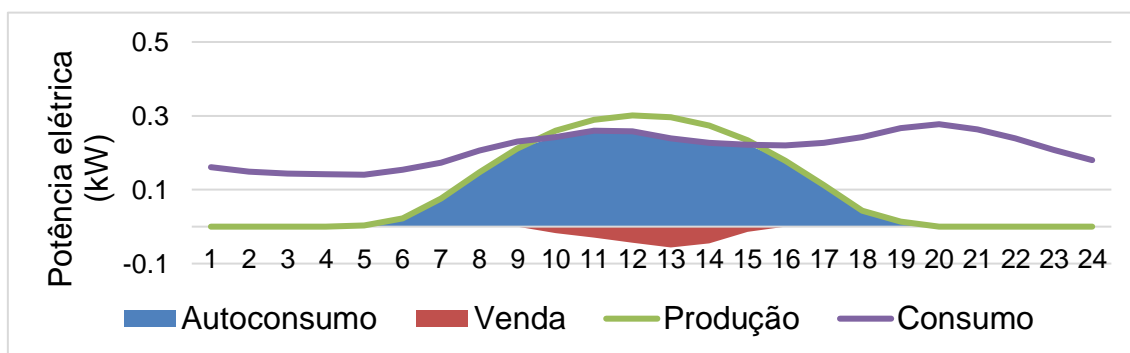
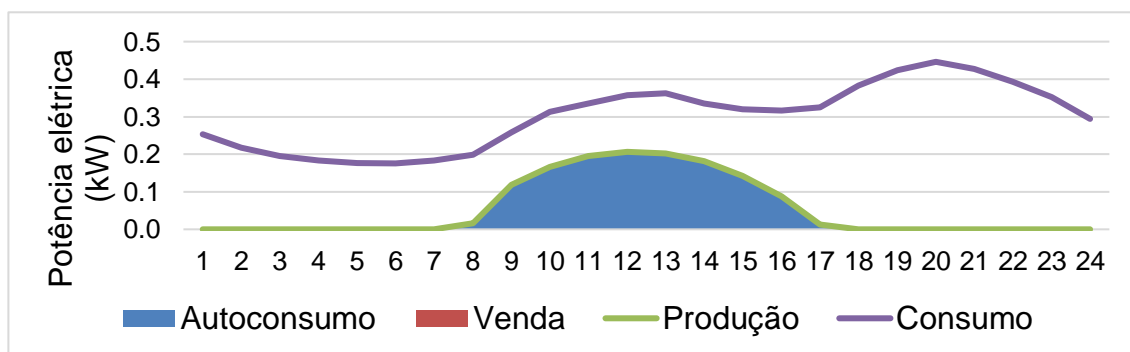
Ano	UPAC de 750 Wp sem armazenamento						UPAC de 1 kWp com armazenamento de 1 kWh (gel)					
	Sistema PV			Cash Flow (€)			Sistema PV			Cash Flow (€)		
	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado
0	-	-	-	-1592	-1592	-1592	-	-	-	-2248	-2248	-2248
1	1062	4,9	221	205	205	-1387	1416	0,2	285	245	245	-2003
2	1054	4,5	217	210	201	-1185	1405	0,1	279	251	241	-1762
3	1045	4,2	214	214	198	-987	1394	0,1	274	257	237	-1525
4	1037	3,9	210	219	195	-793	1382	0,1	269	263	234	-1291
5	1028	3,6	206	224	191	-601	1371	0,1	264	269	230	-1061
6	1020	3,3	202	229	188	-413	1360	0,1	259	275	226	-835
7	1011	3,1	199	234	185	-228	1348	0,2	257	-250	-198	-1032
8	1003	2,8	195	239	182	-46	1337	0,2	252	292	222	-810
9	994	2,6	192	245	179	133	1326	0,2	247	298	218	-592
10	986	2,4	188	250	176	308	1314	0,2	242	305	214	-378
11	977	2,2	185	255	172	481	1303	0,3	237	312	211	-167
12	969	2,0	181	261	169	650	1292	0,3	233	319	207	40
13	960	1,8	178	266	166	816	1280	0,2	228	326	204	244
14	952	1,6	174	272	163	980	1269	0,3	226	-198	-119	124
15	943	1,4	171	278	160	1140	1258	0,3	222	345	199	323
16	935	1,3	168	283	157	1297	1246	0,3	217	352	195	519
17	926	1,1	165	289	154	1452	1235	0,3	213	360	192	711
18	918	1,0	161	295	151	1603	1224	0,3	209	367	188	899
19	909	0,9	158	301	149	1752	1212	0,2	205	375	185	1084
20	901	0,8	155	307	146	1897	1201	0,2	201	383	182	1266
21	892	0,7	152	313	143	2040	1190	0,2	198	-141	-64	1202
22	884	0,6	149	319	140	2180	1178	0,2	194	403	177	1379
23	875	0,5	146	325	137	2318	1167	0,2	190	411	174	1553
24	867	0,4	143	332	135	2452	1156	0,1	186	420	170	1723
25	858	0,3	140	338	132	2584	1144	0,1	183	428	167	1890

Região de Coimbra (Residencial)

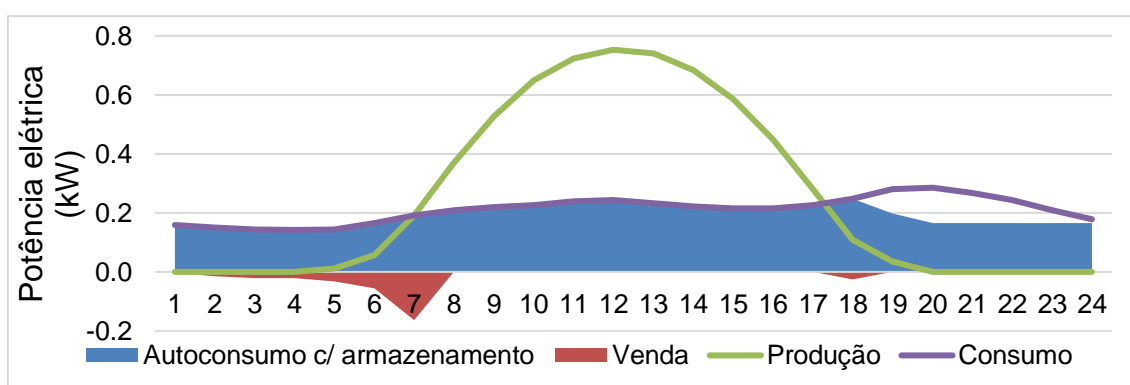
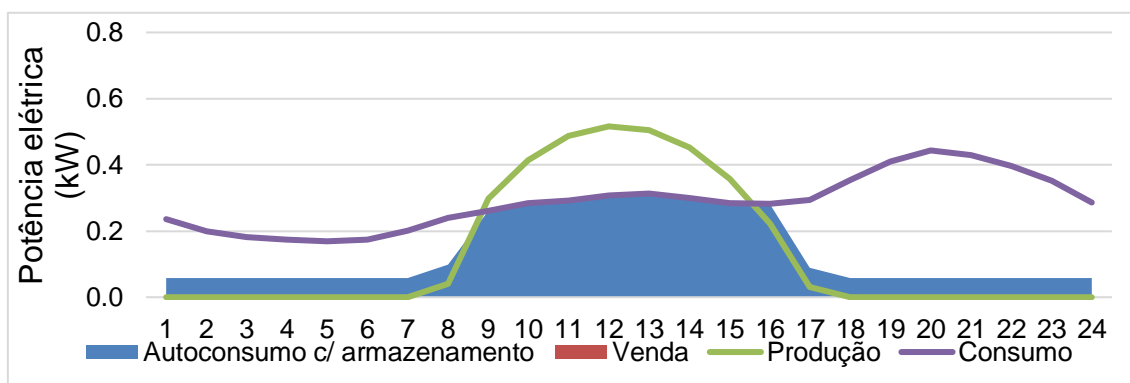
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazenamento**) (**dia útil**) – Janeiro e Julho:



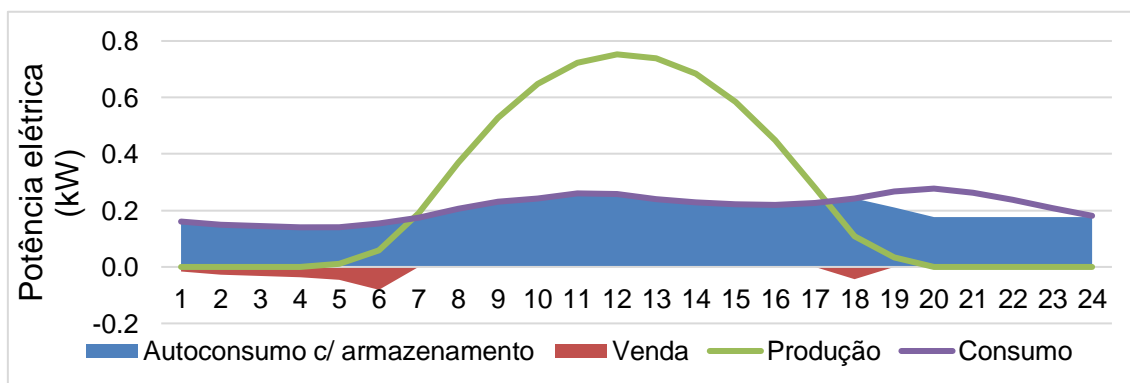
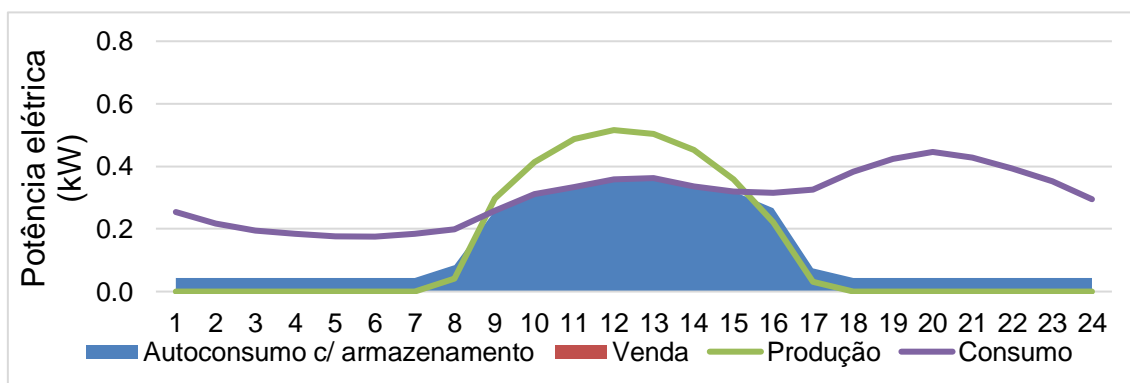
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazenamento**) (**fim de semana**) - Janeiro e Julho:



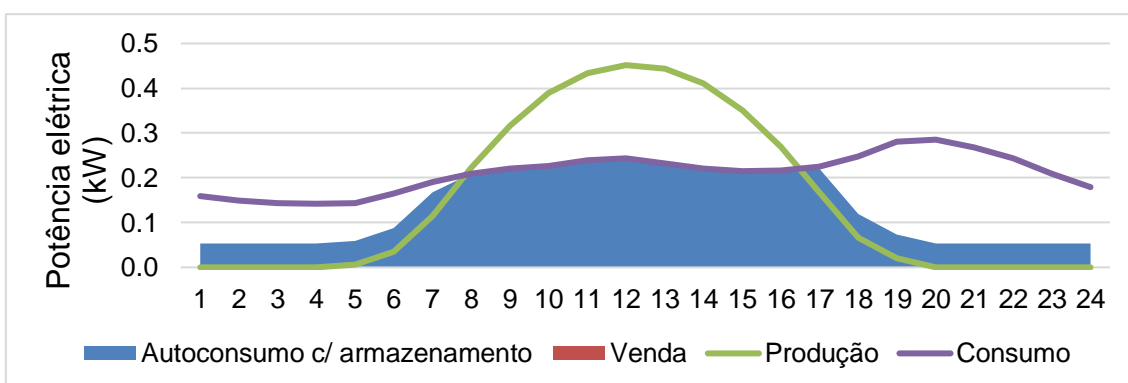
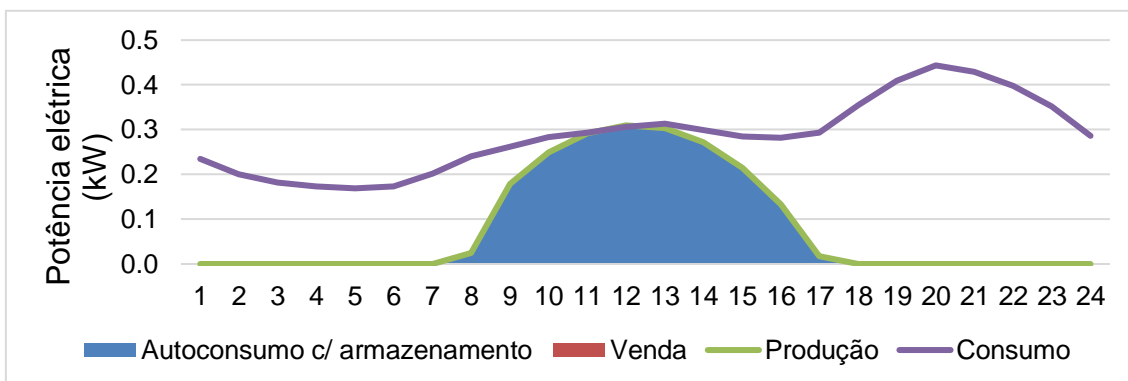
Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento LFP) (dia útil) – Janeiro e Julho:



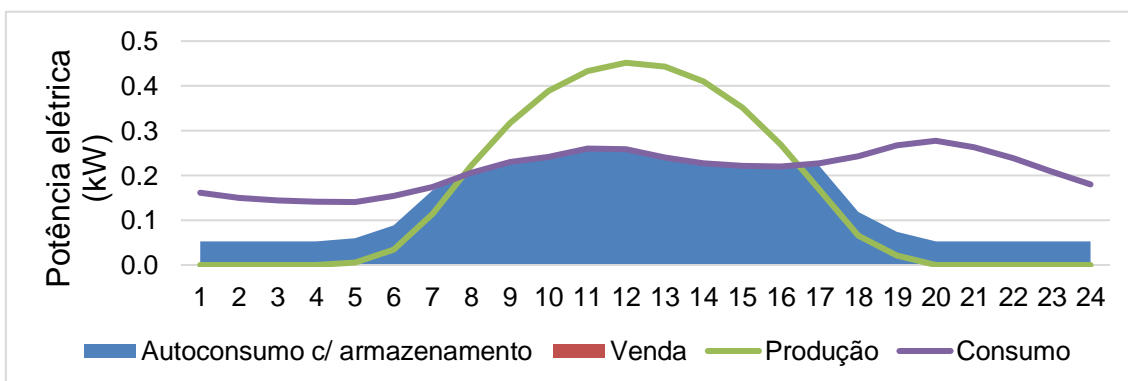
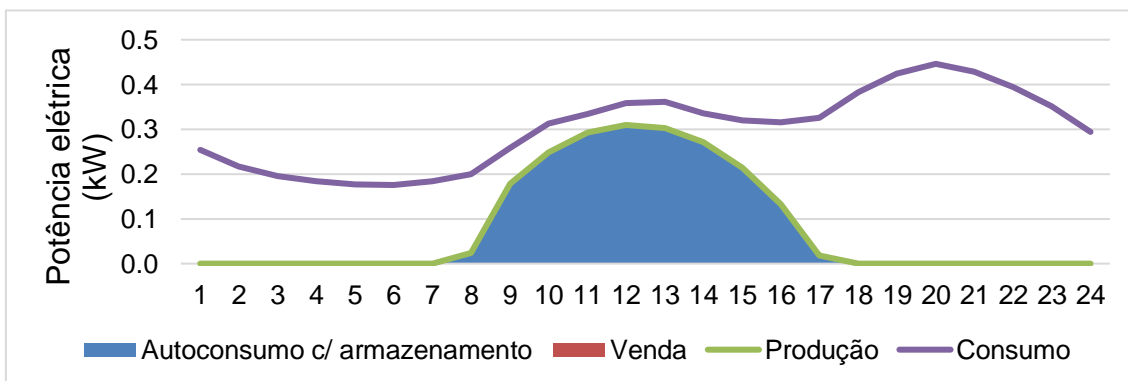
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (fim de semana) - Janeiro e Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (dia útil) – Janeiro e Julho:



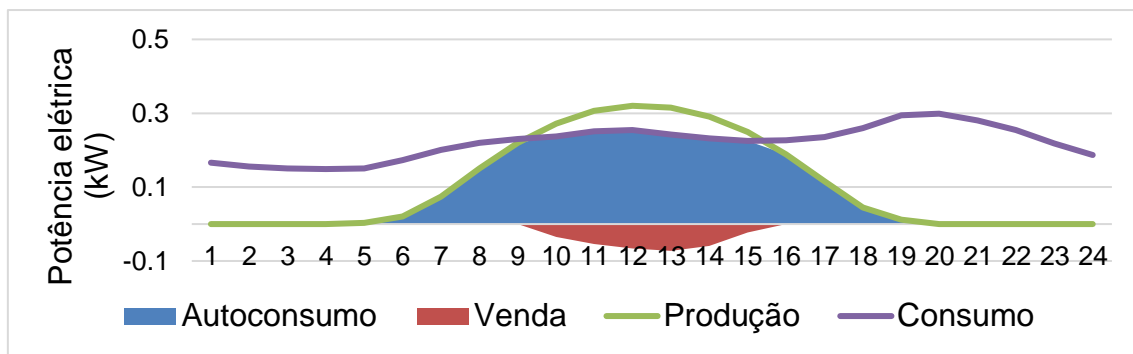
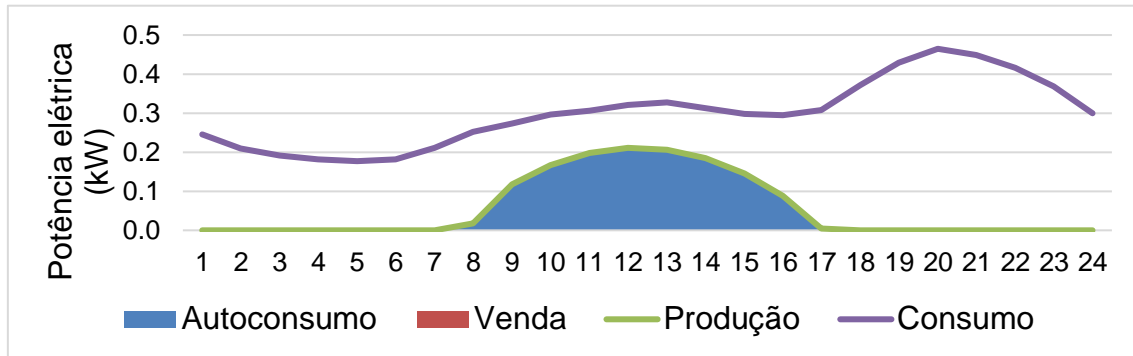
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (fim de semana) - Janeiro e Julho:



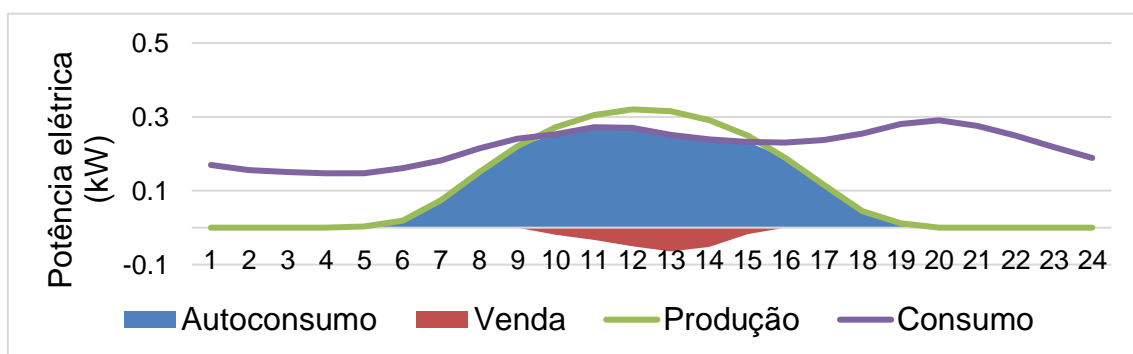
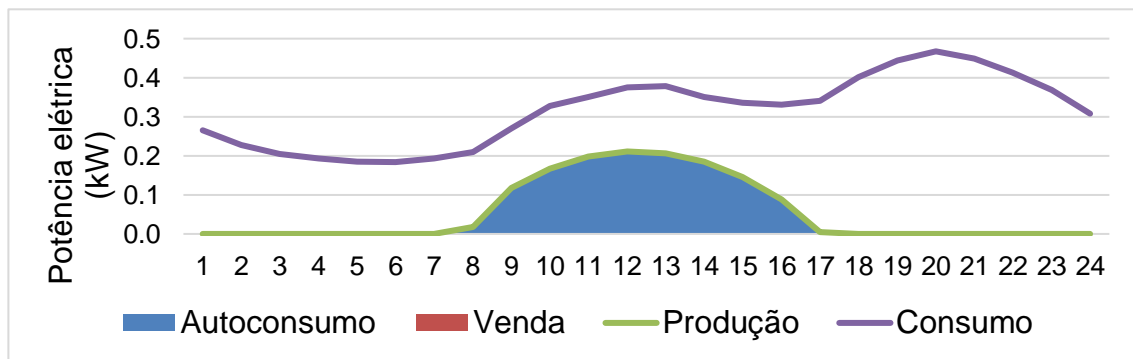
Região de Coimbra (Residencial): avaliação económica resumida

Ano	UPAC de 500 Wp sem armazenamento						UPAC de 750 kWp com armazenamento de 1 kWh (gel)					
	Sistema PV	Cash Flow (€)					Sistema PV	Cash Flow (€)				
	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado
0	-	-	-	-1188	-1188	-1188	-	-	-	-1708	-1708	-1708
1	713	2,1	154	140	140	-1048	1070	0,2	219	188	188	-1520
2	708	1,9	151	143	138	-910	1061	0,2	214	192	185	-1336
3	702	1,7	148	147	136	-774	1053	0,2	210	196	182	-1154
4	696	1,6	146	150	133	-641	1044	0,2	206	201	179	-976
5	690	1,4	143	153	131	-510	1036	0,2	202	205	176	-800
6	685	1,3	140	157	129	-381	1027	0,2	198	210	173	-627
7	679	1,2	138	160	126	-255	1019	0,3	196	-318	-251	-879
8	673	1,1	135	163	124	-131	1010	0,2	193	222	169	-710
9	668	0,9	133	167	122	-9	1001	0,3	189	227	166	-544
10	662	0,8	130	170	120	111	993	0,3	185	232	163	-380
11	656	0,7	128	174	118	229	984	0,2	181	237	160	-220
12	650	0,6	125	178	115	344	976	0,2	178	243	158	-62
13	645	0,6	123	181	113	457	967	0,2	174	248	155	92
14	639	0,5	120	185	111	568	959	0,3	172	-279	-168	-75
15	633	0,4	118	189	109	677	950	0,2	169	262	151	76
16	628	0,4	115	192	107	784	941	0,2	166	267	148	224
17	622	0,3	113	196	105	889	933	0,2	162	273	146	370
18	616	0,2	111	200	103	992	924	0,2	159	279	143	513
19	611	0,2	108	204	101	1093	916	0,2	156	285	140	654
20	605	0,2	106	208	99	1191	907	0,2	153	290	138	792
21	599	0,1	104	212	97	1288	899	0,2	150	-238	-109	683
22	593	0,1	102	216	95	1383	890	0,2	146	303	133	816
23	588	0,1	99	220	93	1475	882	0,2	143	309	130	946
24	582	0,0	97	224	91	1566	873	0,1	140	315	128	1074
25	576	0,0	95	228	89	1655	864	0,1	137	321	125	1199

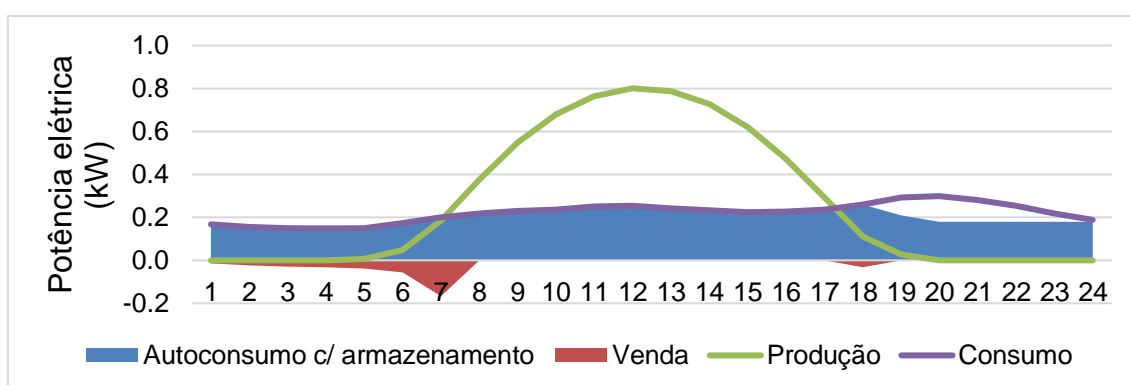
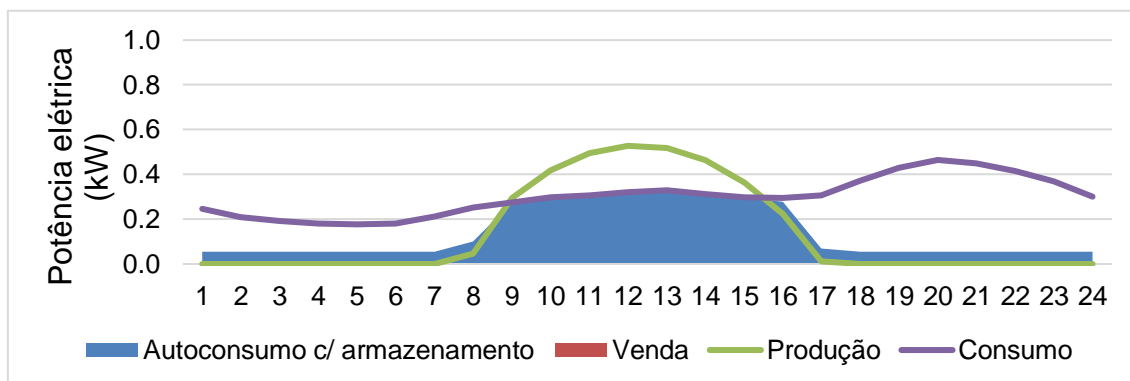
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazenamento**) (**dia útil**) – Janeiro e Julho:



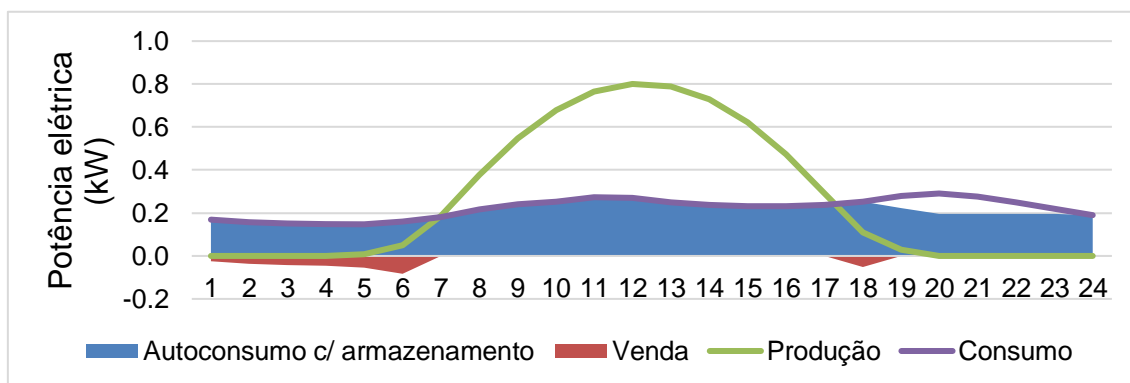
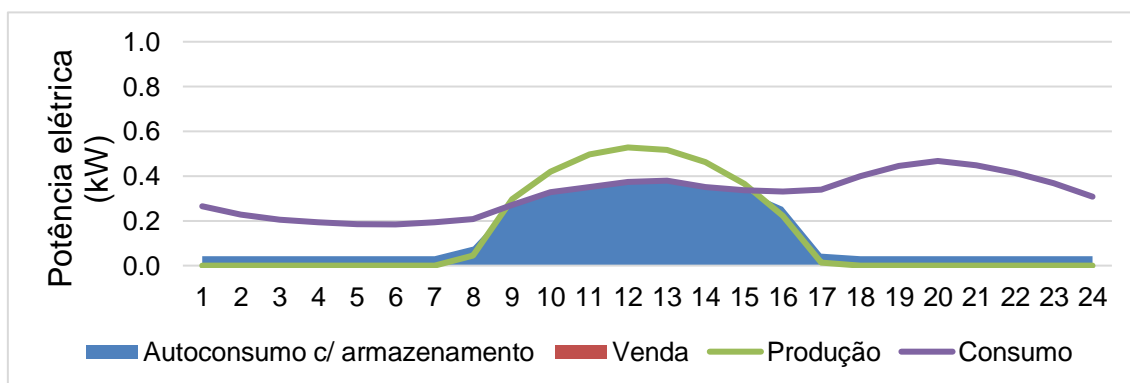
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazenamento**) (**fim de semana**) - Janeiro e Julho:



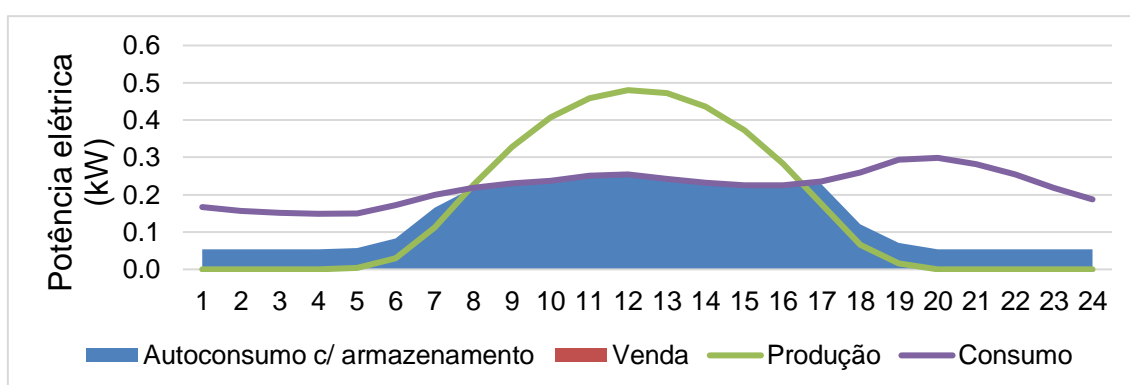
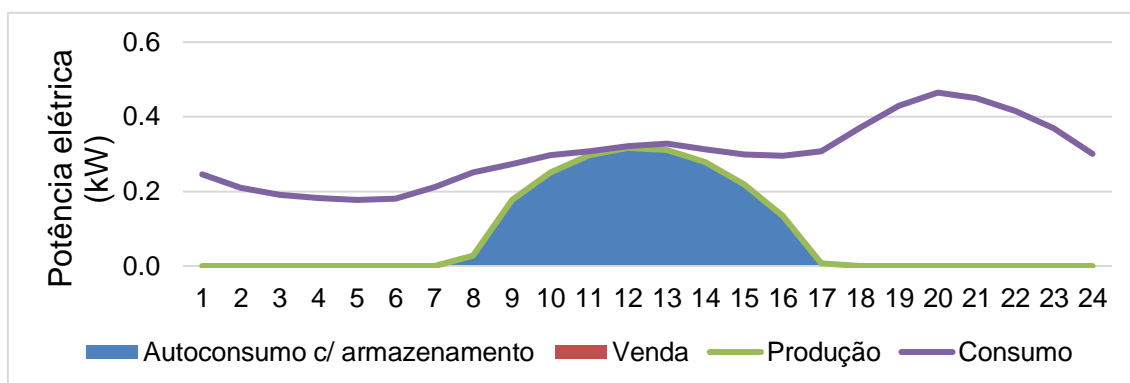
Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento LFP) (dia útil) – Janeiro e Julho:



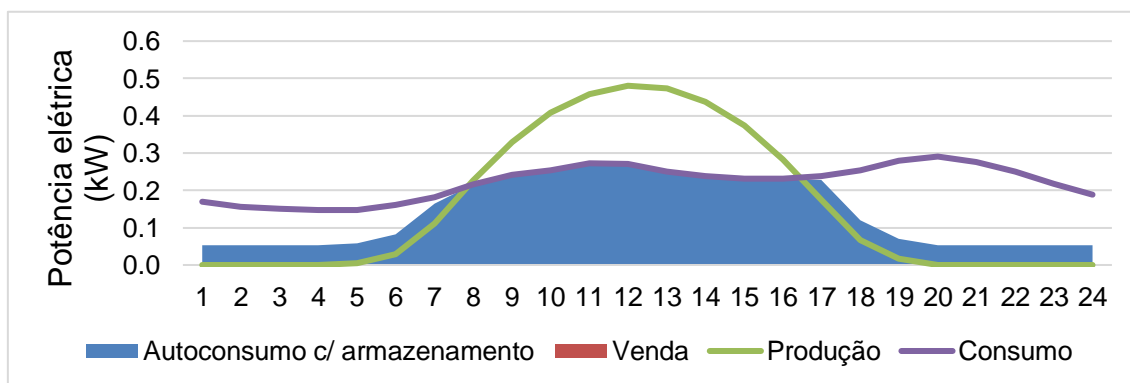
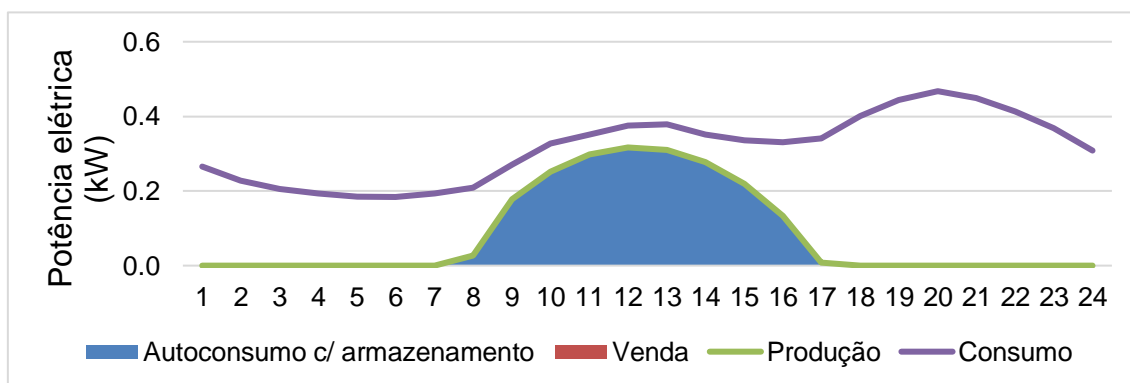
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (fim de semana) - Janeiro e Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (dia útil) – Janeiro e Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (fim de semana) - Janeiro e Julho:



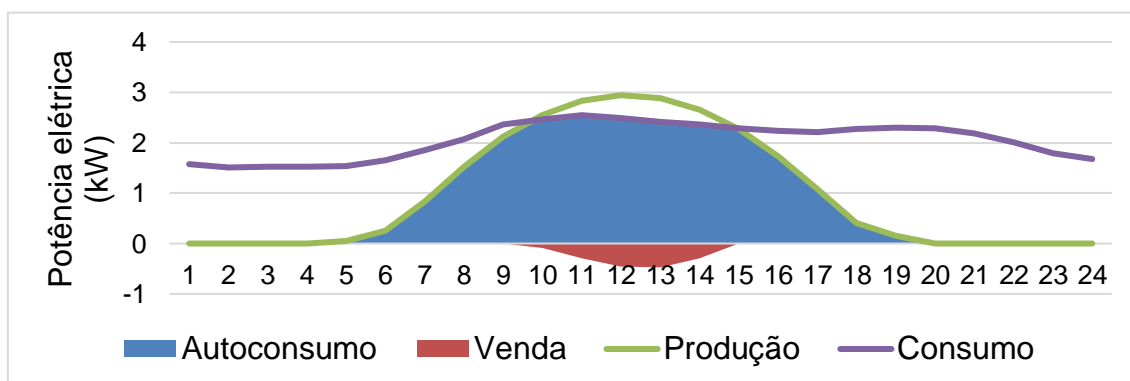
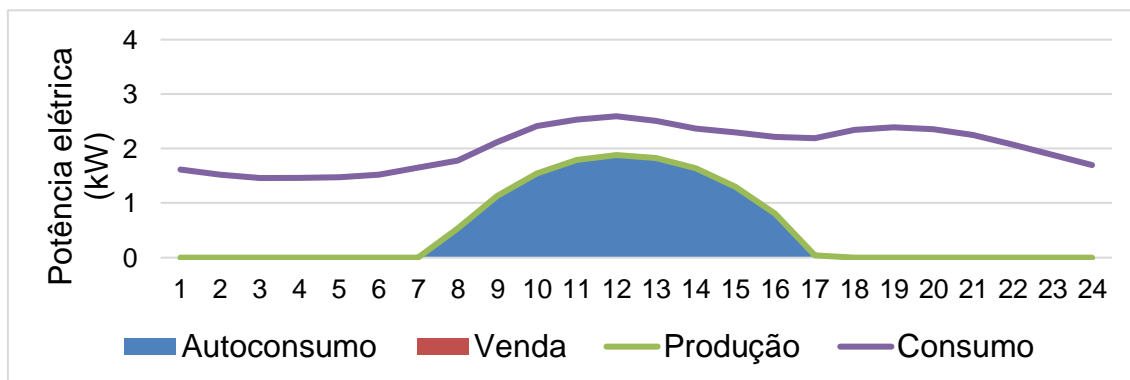
A. M. Lisboa (Residencial): avaliação económica resumida

Ano	UPAC de 500 Wp sem armazenamento						UPAC de 750 kWp com armazenamento de 1 kWh (gel)					
	Sistema PV			Cash Flow (€)			Sistema PV			Cash Flow (€)		
	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado
0	-	-	-	-1188	-1188	-1188	-	-	-	-1708	-1708	-1708
1	750	2,6	160	147	147	-1041	1124	0,2	225	194	194	-1514
2	744	2,5	157	150	144	-897	1115	0,2	221	199	191	-1322
3	738	2,4	154	153	142	-755	1106	0,3	216	203	188	-1135
4	732	2,3	152	157	139	-615	1097	0,3	212	208	185	-950
5	726	2,2	149	160	137	-478	1088	0,3	208	213	182	-768
6	720	2,1	146	164	135	-344	1079	0,3	204	218	179	-589
7	714	2,0	143	168	132	-211	1070	0,3	203	-310	-245	-834
8	708	1,9	141	171	130	-81	1061	0,3	199	231	176	-658
9	702	1,7	138	175	128	47	1052	0,3	195	236	173	-485
10	696	1,6	136	179	126	172	1043	0,3	191	242	170	-316
11	690	1,5	133	182	123	296	1034	0,2	188	247	167	-149
12	684	1,4	130	186	121	417	1025	0,2	184	252	164	15
13	678	1,3	128	190	119	535	1016	0,2	180	258	161	176
14	672	1,2	125	194	117	652	1007	0,2	179	-268	-161	15
15	666	1,1	123	198	114	767	998	0,2	176	273	158	173
16	660	1,0	121	202	112	879	989	0,2	172	279	155	328
17	654	0,9	118	206	110	989	980	0,1	169	285	152	481
18	648	0,8	116	210	108	1097	972	0,2	165	291	150	630
19	642	0,7	113	214	106	1203	963	0,2	162	297	147	777
20	636	0,6	111	219	104	1307	954	0,2	159	303	144	921
21	630	0,5	109	223	102	1408	945	0,2	157	-223	-102	819
22	624	0,4	106	227	100	1508	936	0,2	153	319	140	959
23	618	0,3	104	231	98	1606	927	0,2	150	325	137	1097
24	612	0,2	102	236	96	1701	918	0,1	147	332	135	1231
25	606	0,2	100	240	94	1795	909	0,1	144	338	132	1363

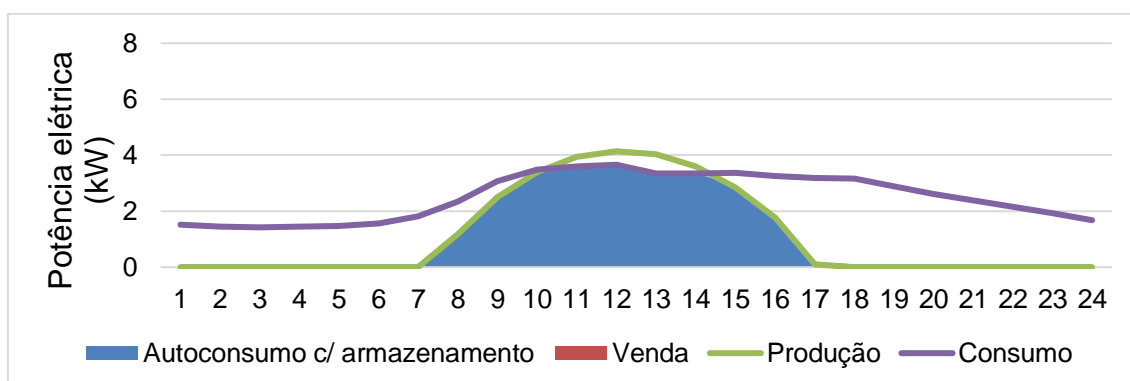
Anexo I – Perfis de autoconsumo e venda para uma seleção de *prosumers* comerciais médios

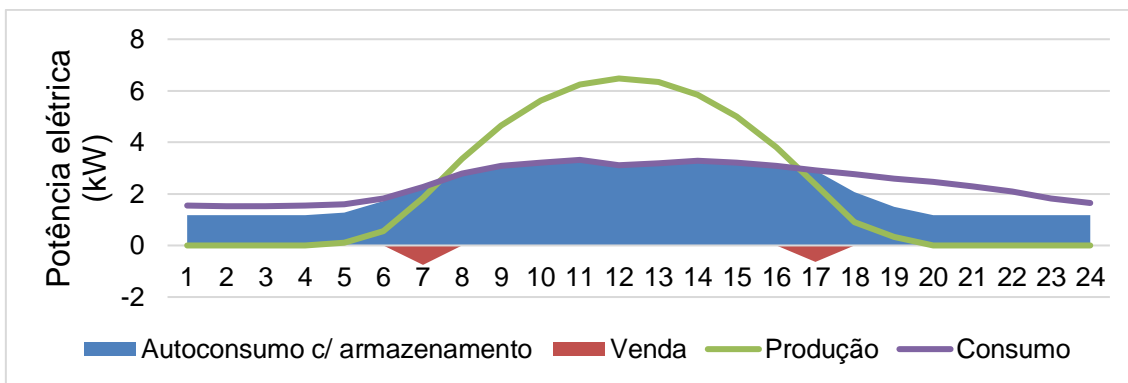
A. M. Porto (Comercial)

Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazen.**) (**fim de semana**) – Janeiro e Julho:

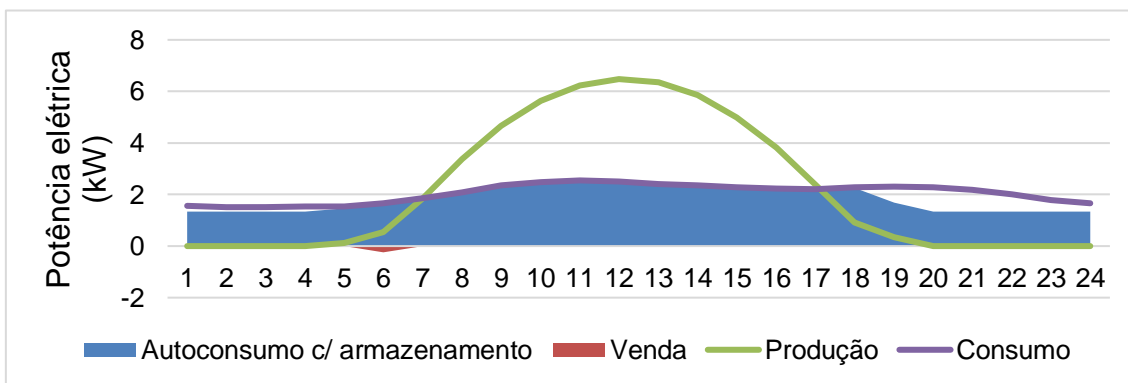
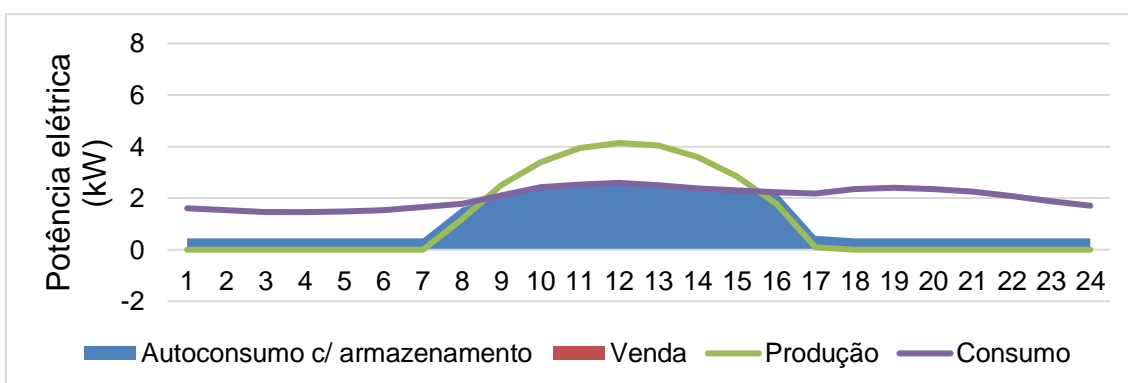


Perfil de autoconsumo e venda (**com armazenamento LFP**) (**dia útil**) – Janeiro e Julho:

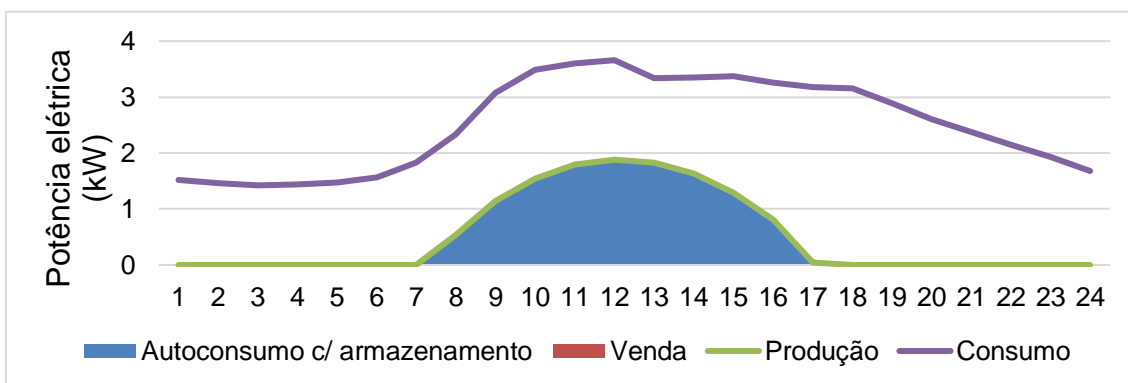


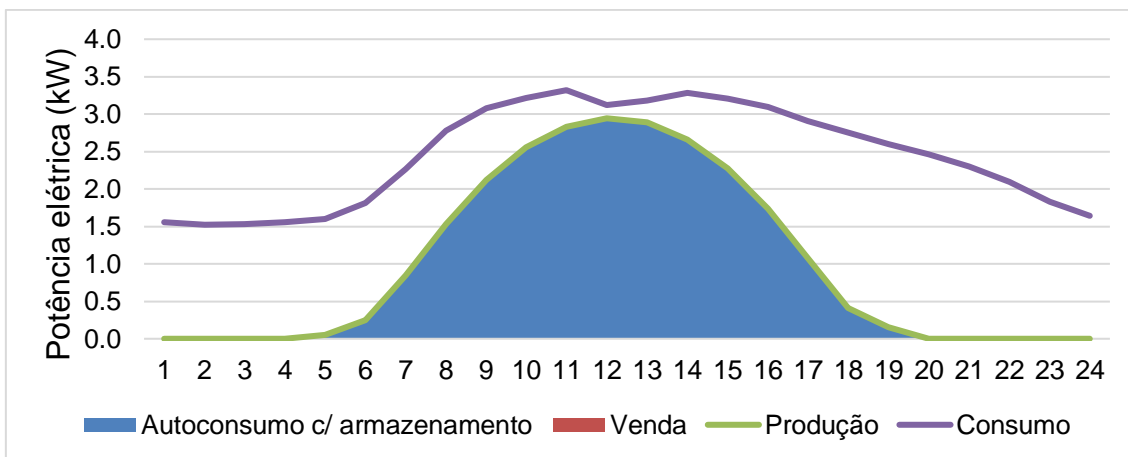


Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (fim de semana) – Janeiro e Julho:

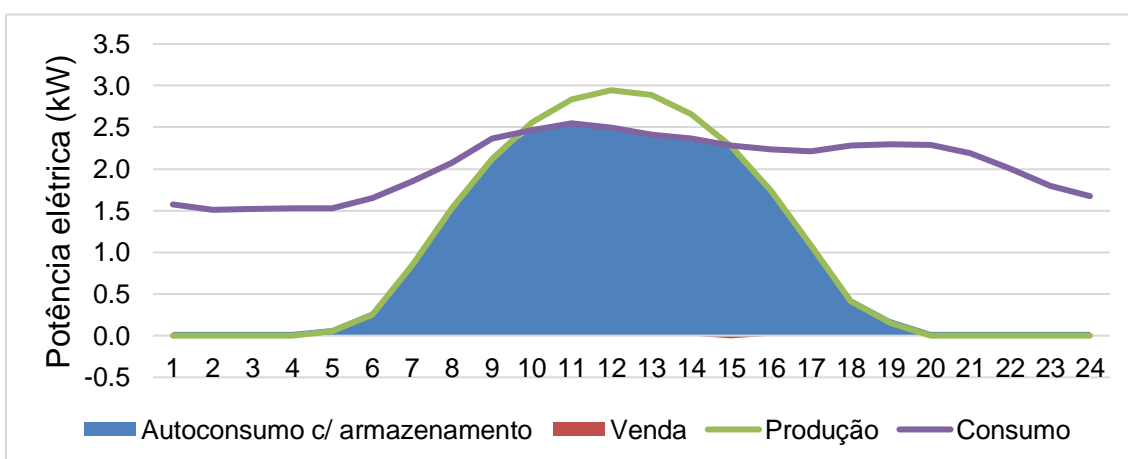
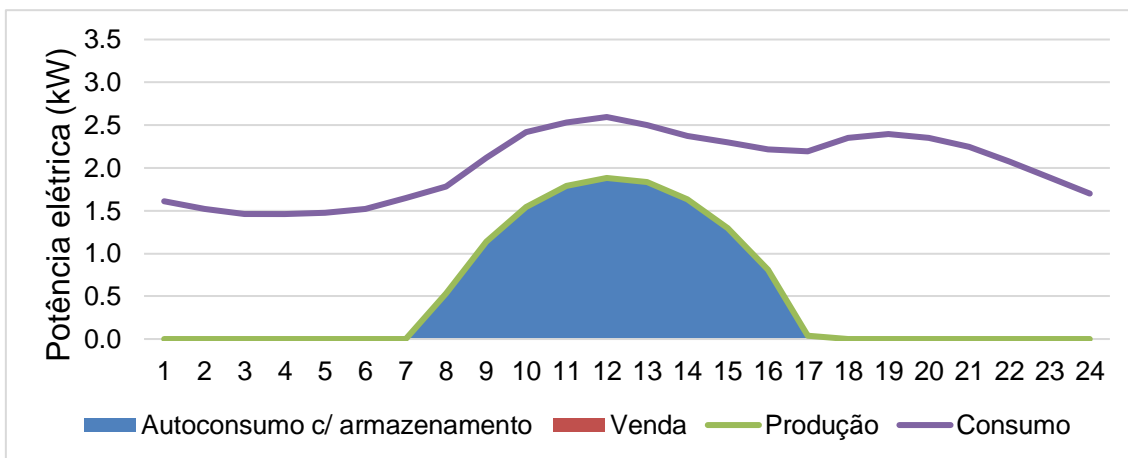


Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (dia útil) – Janeiro e Julho:





Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (fim de semana) – Janeiro e Julho:

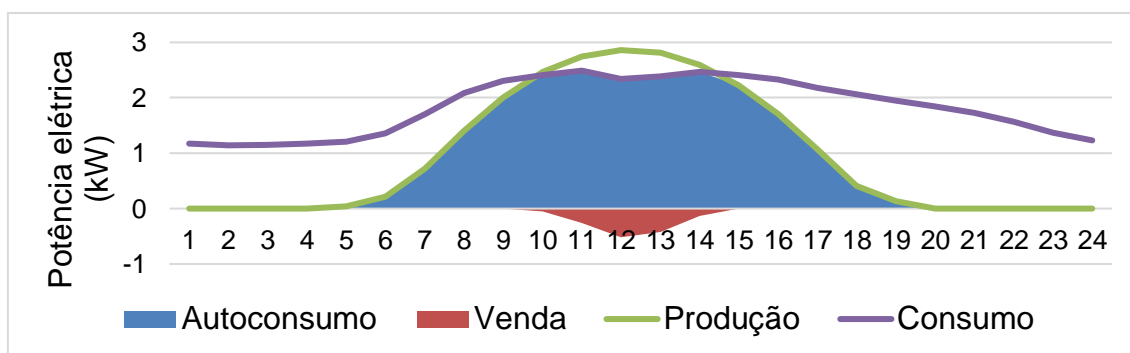
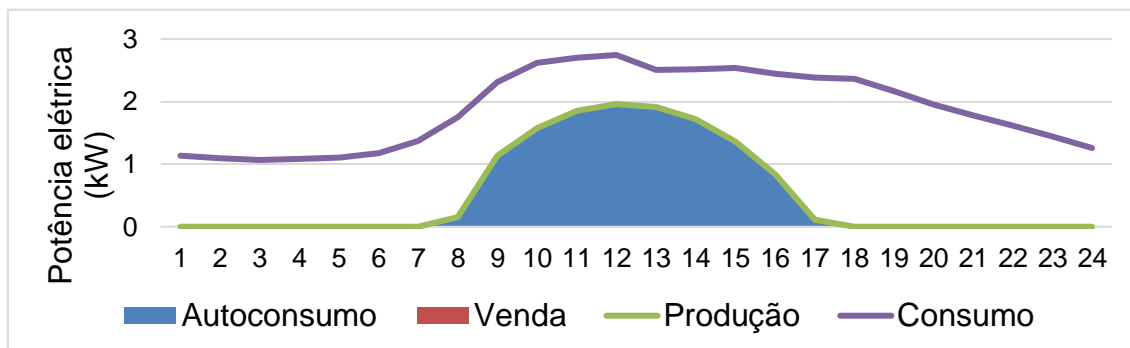


A. M. Porto (Comercial): avaliação económica resumida

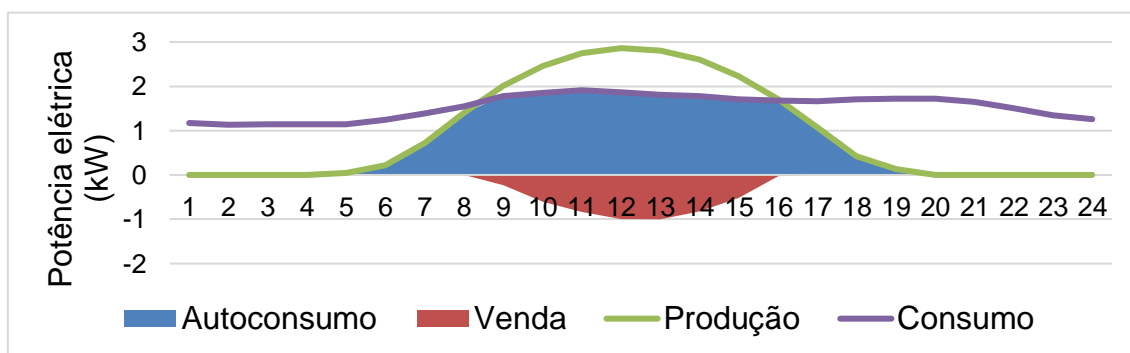
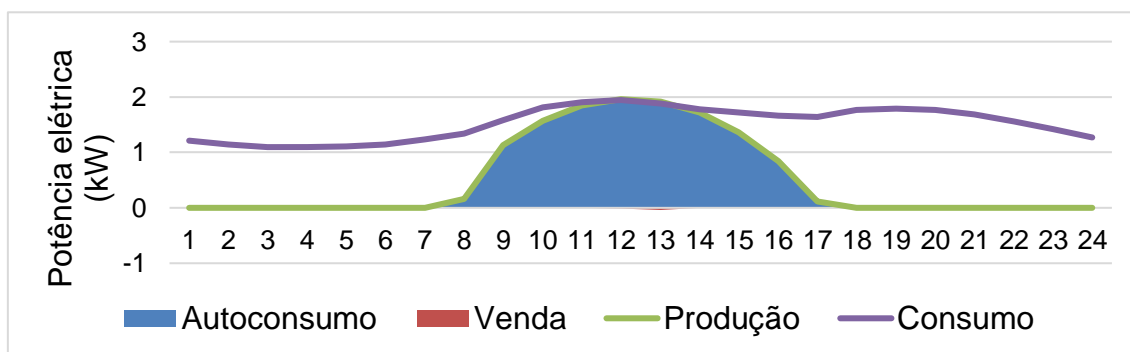
Ano	UPAC de 5 kWp sem armazenamento						UPAC de 11 kWp com armazenamento de 19 kWh (LFP)					
	Sistema PV	Cash Flow (€)					Sistema PV	Cash Flow (€)				
	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado
0	-	-	-	-6503	-6503	-6503	-	-	-	-17076	-17076	-17076
1	7081	5,8	1598	1382	1382	-5121	15579	15,8	3044	2458	2458	-14618
2	7025	5,3	1566	1412	1358	-3763	15454	15,1	2984	2518	2421	-12197
3	6968	4,8	1534	1443	1334	-2430	15329	14,0	2927	2579	2385	-9812
4	6911	4,3	1503	1474	1310	-1120	15205	12,6	2871	2642	2349	-7464
5	6855	3,9	1472	1505	1286	167	15080	11,4	2816	2706	2313	-5150
6	6798	3,4	1442	1537	1263	1430	14956	10,1	2762	2771	2278	-2873
7	6741	3,0	1412	1569	1240	2670	14831	12,0	2757	2902	2294	-579
8	6685	2,7	1383	1601	1217	3887	14706	10,8	2704	2971	2258	1679
9	6628	2,3	1354	1634	1194	5081	14582	9,7	2652	3042	2223	3902
10	6571	2,0	1326	1668	1172	6253	14457	9,0	2600	3112	2186	6088
11	6515	1,7	1298	1837	1241	7494	14332	8,4	2548	3480	2351	8439
12	6458	1,5	1271	1871	1216	8709	14208	7,5	2498	3554	2308	10748
13	6401	1,2	1243	1906	1191	9900	14083	7,2	2447	3626	2265	13012
14	6345	1,0	1217	1941	1166	11066	13959	8,8	2453	3795	2279	15291
15	6288	0,8	1191	1976	1141	12207	13834	7,7	2362	-1866	-1078	14214
16	6231	0,7	1165	2012	1117	13324	13709	7,3	2314	3876	2152	16366
17	6175	0,5	1139	2048	1094	14418	13585	7,2	2265	3952	2110	18476
18	6118	0,4	1114	2085	1070	15488	13460	6,6	2219	4032	2070	20546
19	6062	0,3	1090	2121	1047	16535	13335	6,3	2172	4110	2029	22574
20	6005	0,2	1065	2159	1025	17560	13211	5,6	2128	4192	1990	24564
21	5948	0,2	1042	2196	1002	18562	13086	6,2	2102	4315	1969	26534
22	5892	0,1	1018	2233	980	19542	12962	6,2	2057	4398	1930	28463
23	5835	0,1	995	2271	958	20500	12837	6,1	2013	4481	1891	30354
24	5778	0,1	972	2310	937	21437	12712	5,7	1971	4567	1853	32207
25	5722	0,0	950	2348	916	22353	12588	5,5	1929	4654	1816	34023

Região de Coimbra (Comercial)

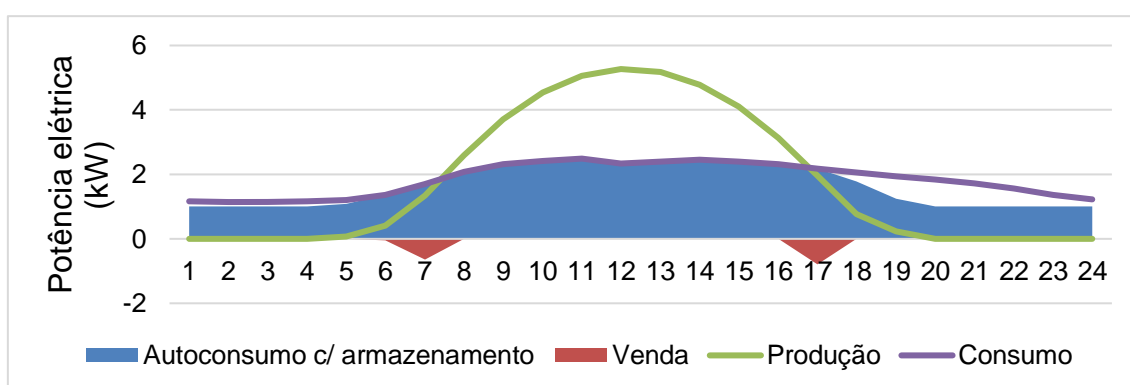
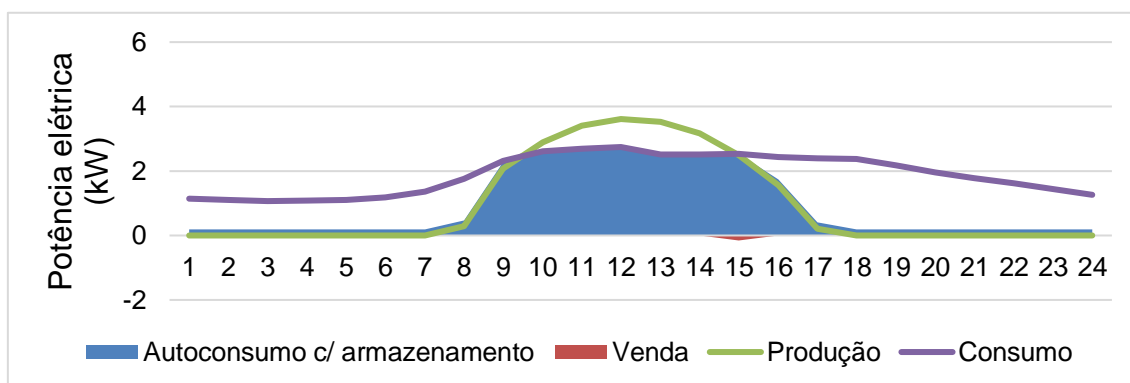
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazenamento**) (**dia útil**) – Janeiro e Julho:



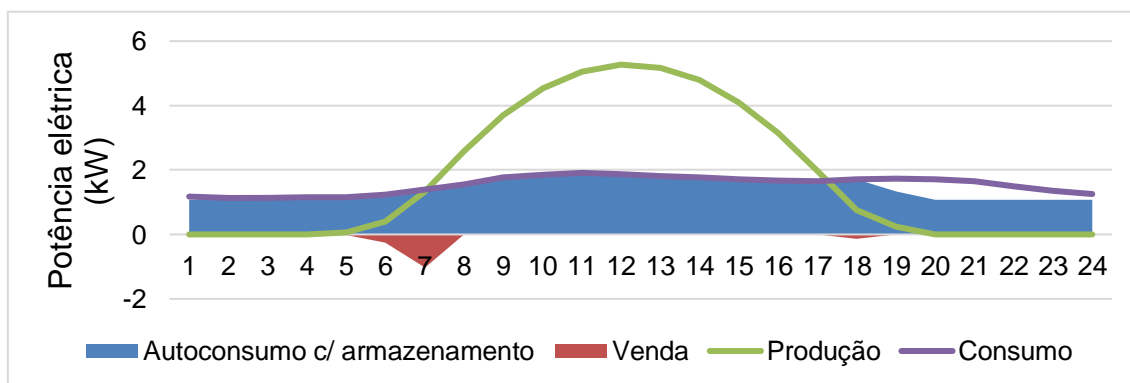
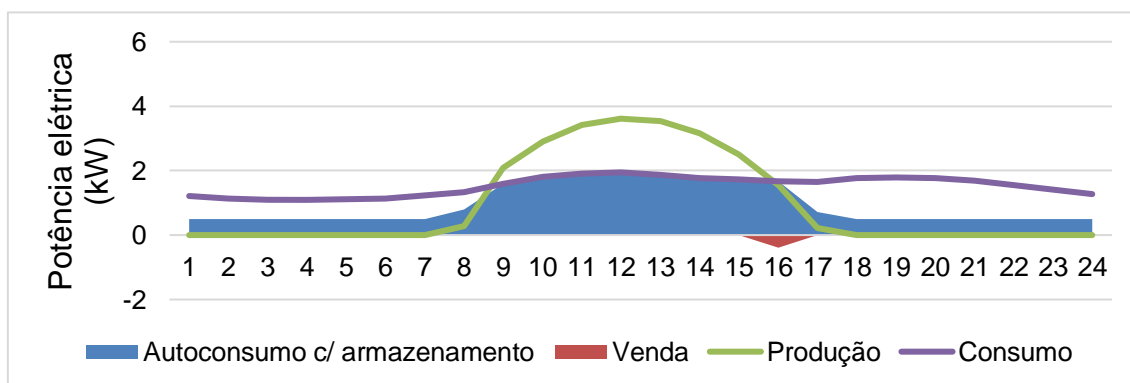
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazenamento**) (**fim de semana**) - Janeiro e Julho:



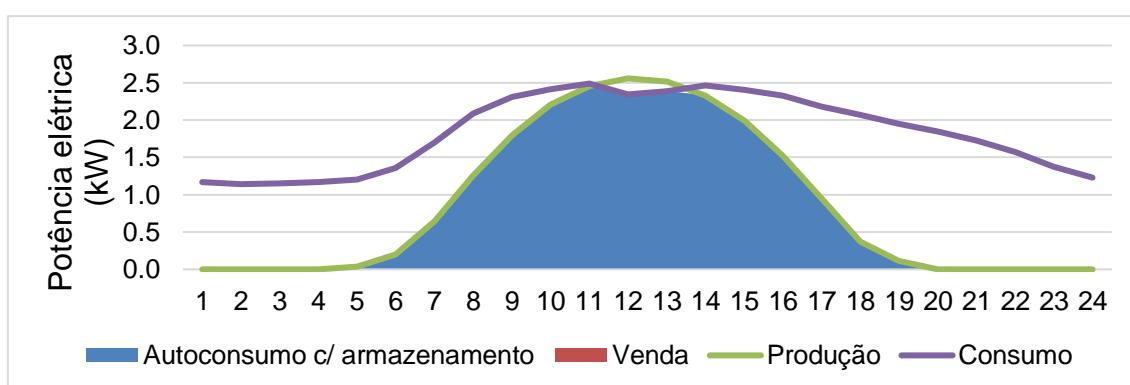
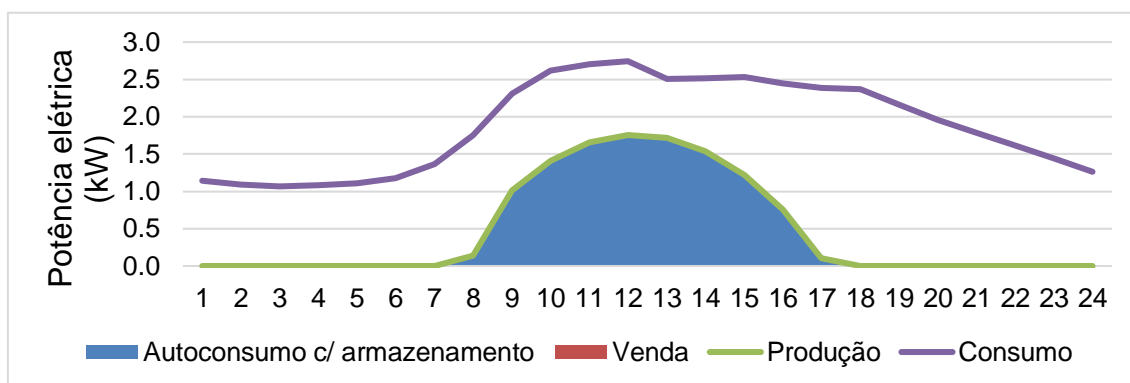
Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento LFP) (dia útil) – Janeiro e Julho:



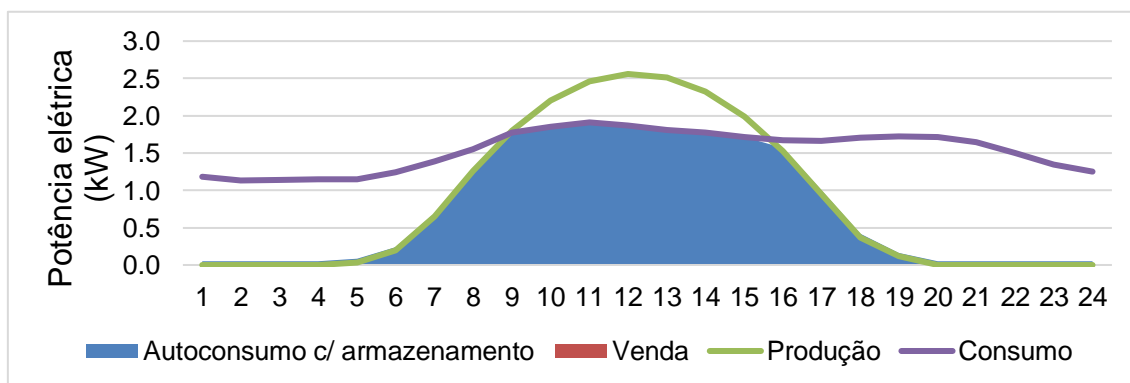
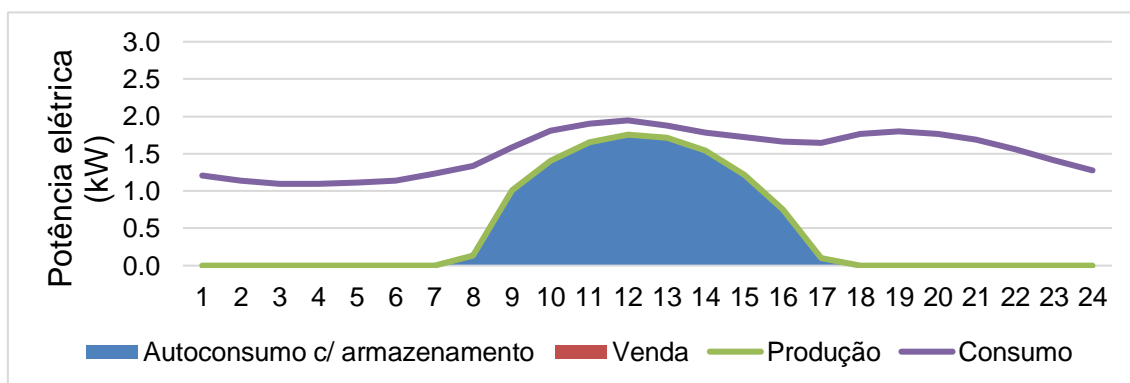
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (fim de semana) - Janeiro e Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (dia útil) – Janeiro e Julho:



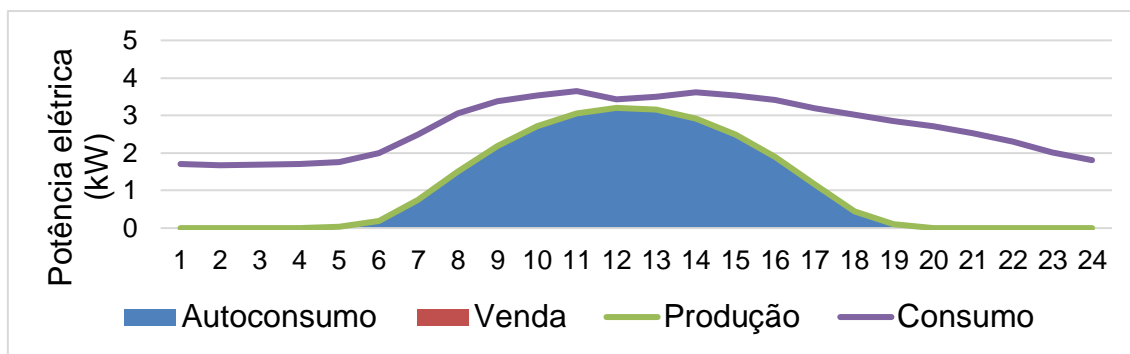
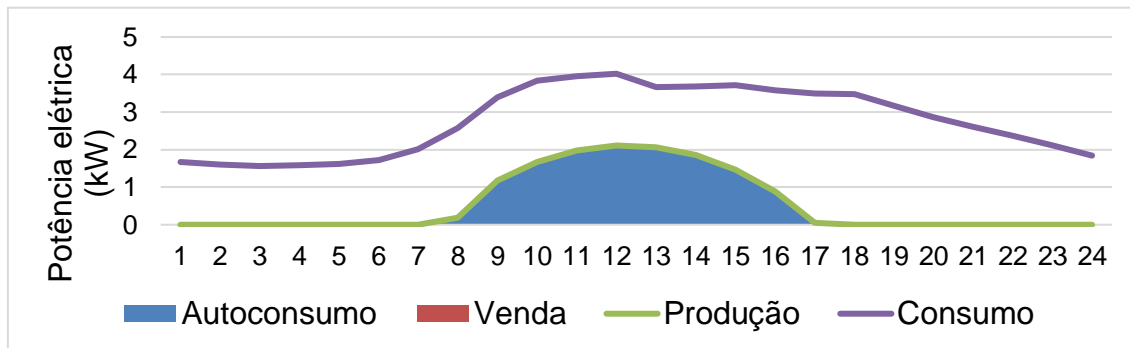
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (fim de semana) - Janeiro e Julho:



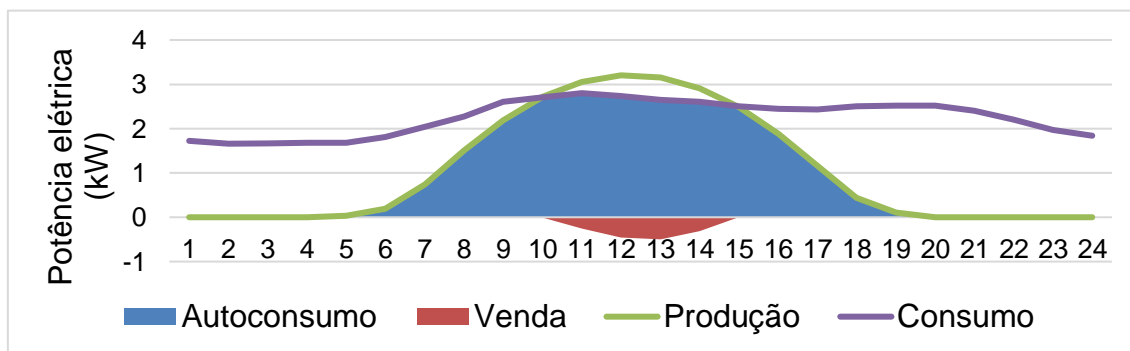
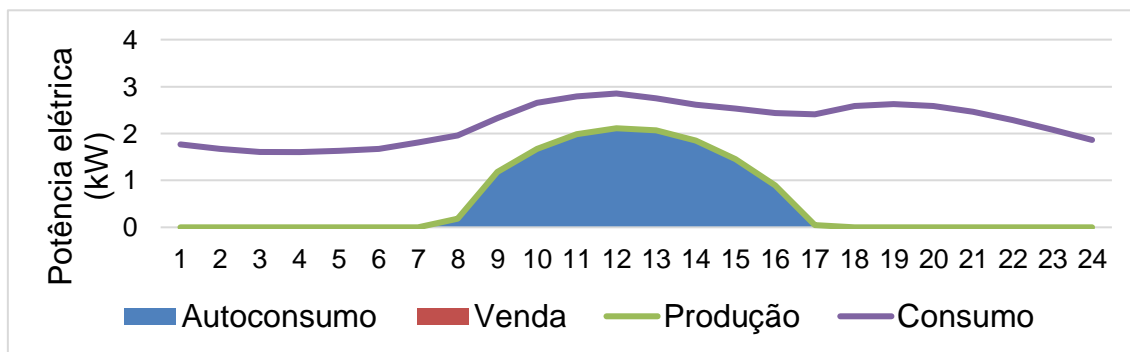
Região de Coimbra (Comercial): avaliação económica resumida

Ano	UPAC de 4,75 kWp sem armazenamento						UPAC de 8,75 kWp com armazenamento de 16,5 kWh (LFP)					
	Sistema PV			Cash Flow (€)			Sistema PV			Cash Flow (€)		
	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado
0	-	-	-	-6265	-6265	-6265	-	-	-	-15542	-15542	-15542
1	6776	28,4	1432	1248	1248	-5016	12482	17,2	2409	1913	1913	-13628
2	6722	26,8	1407	1279	1229	-3787	12382	15,9	2364	1962	1887	-11742
3	6667	24,9	1382	1309	1210	-2577	12282	14,4	2319	2011	1859	-9882
4	6613	23,1	1357	1340	1191	-1386	12182	13,3	2274	2060	1831	-8051
5	6559	21,4	1332	1371	1172	-214	12082	12,0	2231	2110	1804	-6247
6	6505	19,9	1308	1403	1153	939	11982	11,3	2186	2160	1776	-4472
7	6451	18,4	1284	1435	1134	2074	11883	13,3	2185	2268	1792	-2679
8	6396	16,9	1260	1468	1115	3189	11783	12,2	2142	2322	1764	-915
9	6342	15,6	1236	1501	1097	4286	11683	11,6	2099	2376	1736	821
10	6288	14,4	1213	1534	1078	5364	11583	10,9	2059	2433	1710	2531
11	6234	13,2	1190	1697	1147	6511	11483	10,2	2018	2726	1842	4372
12	6180	12,1	1167	1732	1125	7635	11383	9,2	1979	2784	1808	6181
13	6125	11,1	1145	1767	1103	8739	11284	8,3	1940	2842	1775	7956
14	6071	10,1	1122	1802	1082	9821	11184	10,5	1947	2983	1791	9747
15	6017	9,2	1100	1838	1061	10882	11084	7,6	1873	-2110	-1218	8529
16	5963	8,4	1078	1873	1040	11923	10984	7,5	1835	3041	1689	10218
17	5909	7,7	1057	1910	1020	12942	10884	7,0	1797	3102	1656	11874
18	5854	7,0	1035	1947	999	13942	10784	6,5	1760	3165	1625	13498
19	5800	6,3	1014	1984	979	14921	10684	5,8	1725	3230	1594	15092
20	5746	5,7	993	2021	959	15880	10585	5,5	1689	3294	1564	16656
21	5692	5,2	973	2059	940	16820	10485	6,1	1666	3388	1546	18202
22	5637	4,7	953	2098	920	17741	10385	5,4	1633	3457	1517	19719
23	5583	4,2	933	2136	901	18642	10285	4,8	1600	3527	1488	21208
24	5529	3,7	913	2175	883	19525	10185	4,4	1567	3596	1459	22667
25	5475	3,3	893	2215	864	20389	10085	4,6	1532	3662	1429	24095

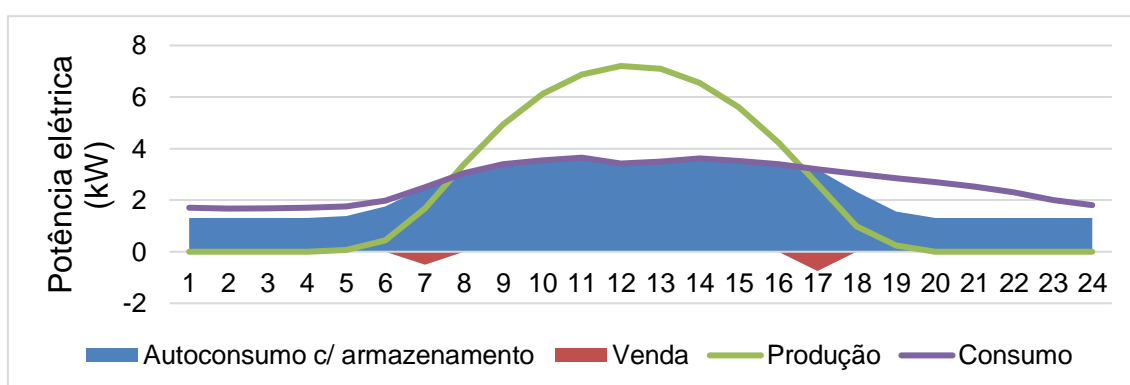
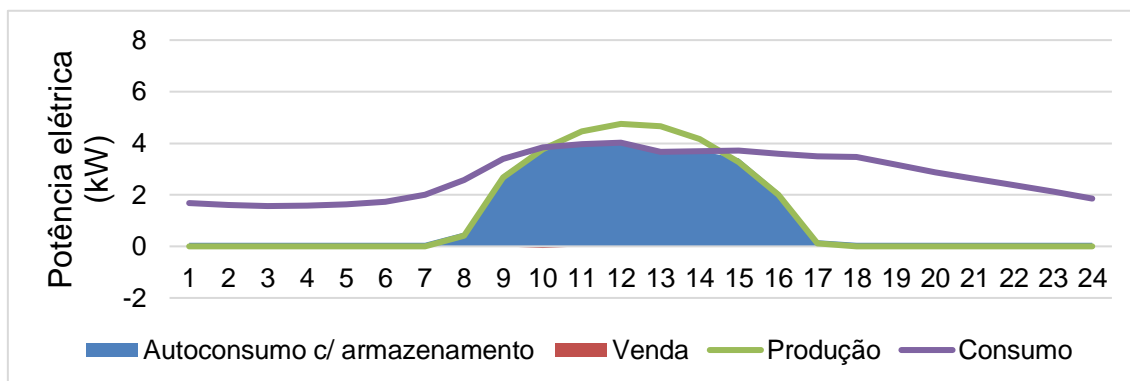
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazenamento**) (**dia útil**) – Janeiro e Julho:



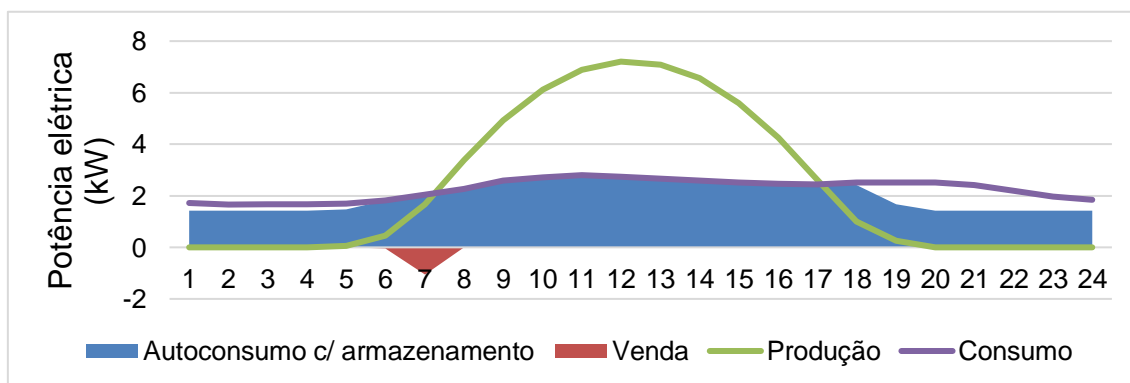
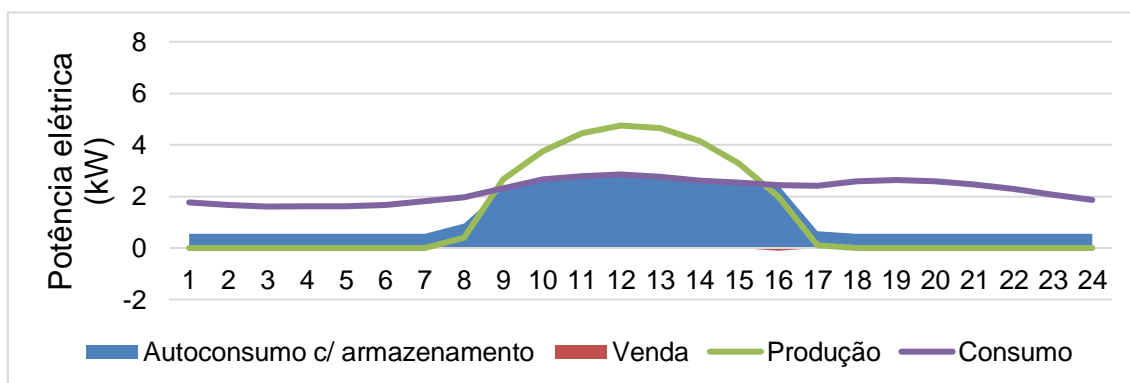
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazenamento**) (**fim de semana**) - Janeiro e Julho:



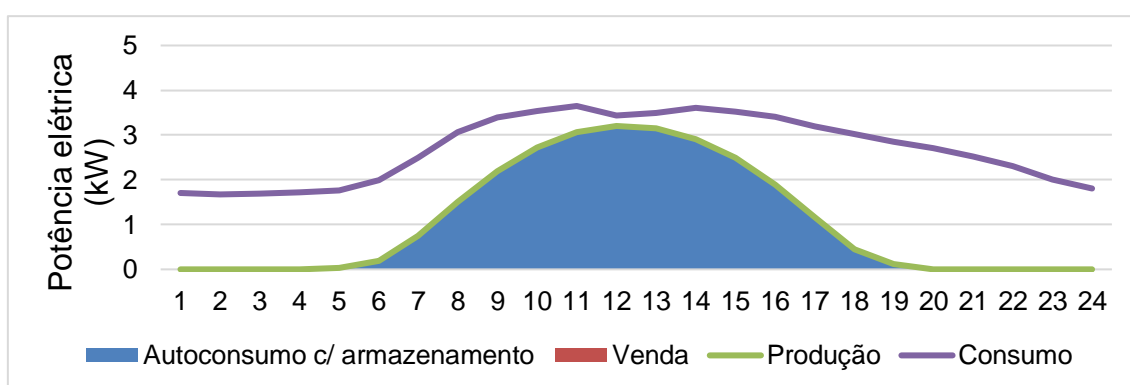
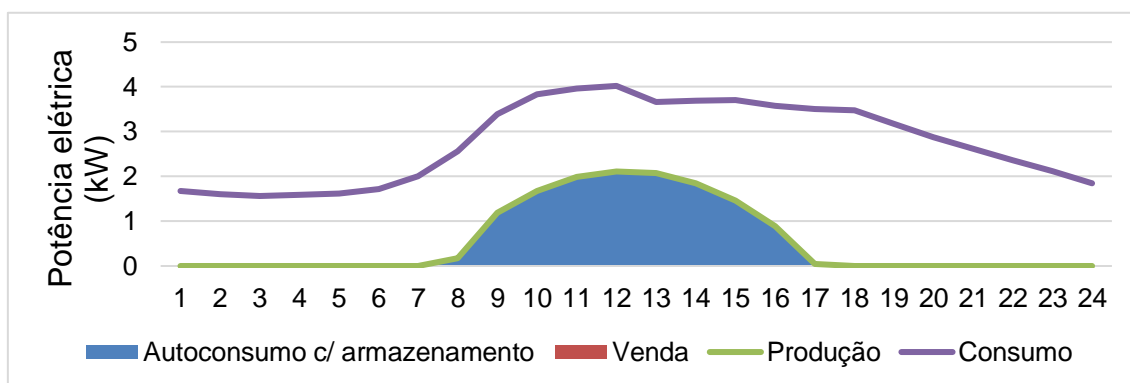
Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento LFP) (dia útil) – Janeiro e Julho:



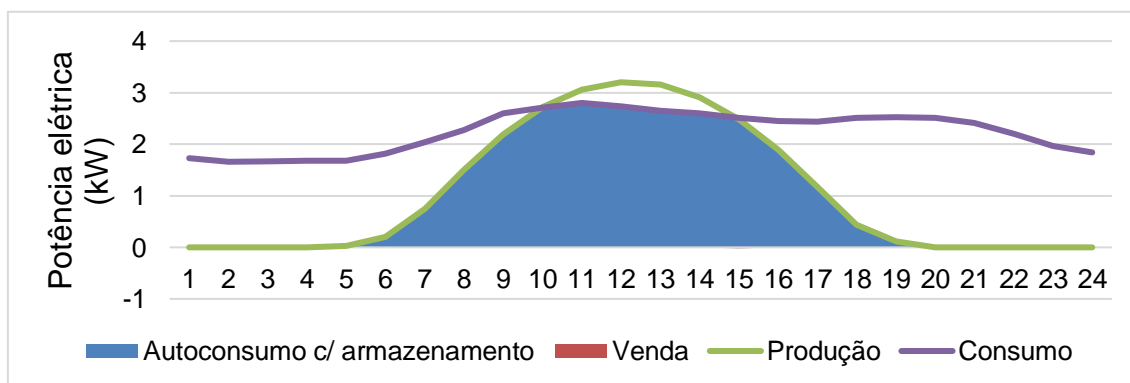
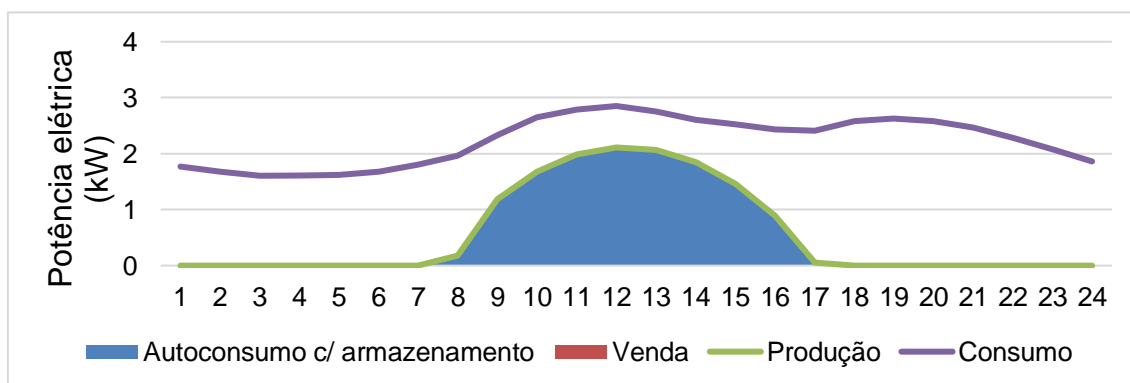
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (fim de semana) - Janeiro e Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (dia útil) – Janeiro e Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (fim de semana) - Janeiro e Julho:



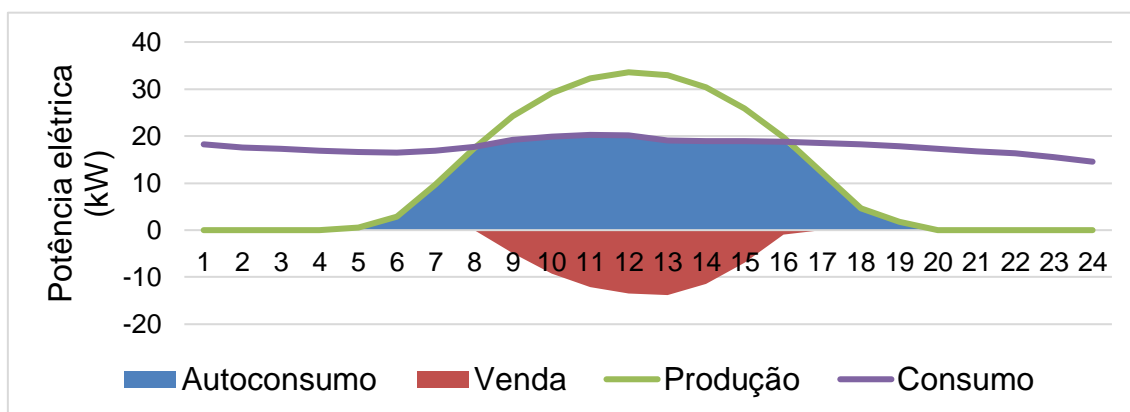
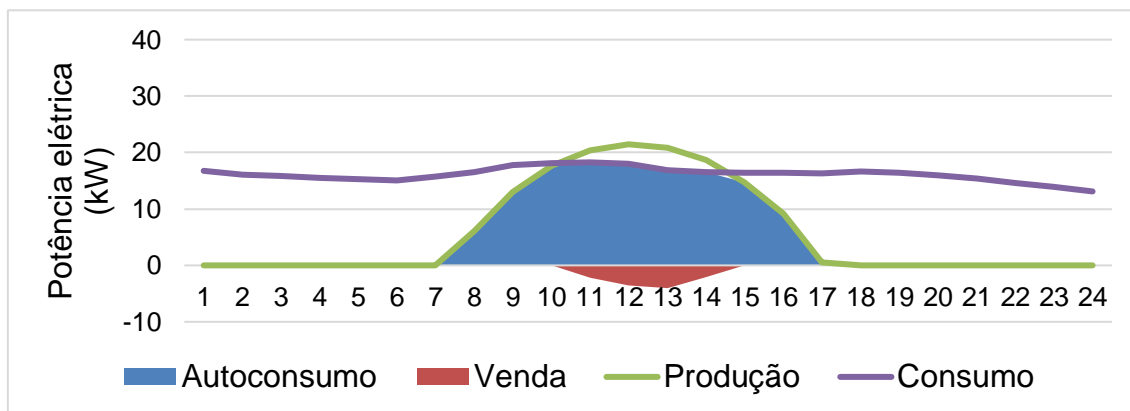
A. M. Lisboa (Comercial): avaliação económica resumida

Ano	UPAC de 5 kWp sem armazenamento						UPAC de 11,25 kWp com armazenamento de 21,5 kWh (LFP)					
	Sistema PV			Cash Flow (€)			Sistema PV			Cash Flow (€)		
	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado
0	-	-	-	-6503	-6503	-6503	-	-	-	-17624	-17624	-17624
1	7496	5,3	1701	1484	1484	-5019	16866	15,0	3341	2738	2738	-14885
2	7436	4,8	1733	1516	1458	-3561	16731	15,5	3272	2801	2694	-12192
3	7376	4,3	1766	1548	1432	-2129	16596	14,1	3209	2869	2652	-9539
4	7316	3,9	1799	1581	1406	-724	16462	12,8	3147	2937	2611	-6929
5	7256	3,5	1832	1614	1380	656	16327	12,0	3085	3005	2568	-4360
6	7196	3,1	1866	1648	1354	2010	16192	11,1	3024	3074	2527	-1833
7	7136	2,7	1901	1682	1329	3339	16057	12,8	3022	3222	2546	713
8	7076	2,3	1935	1716	1304	4644	15922	12,9	2958	3292	2501	3214
9	7016	2,0	1971	1751	1280	5924	15787	11,7	2901	3368	2461	5675
10	6956	1,7	2007	1787	1255	7179	15652	10,6	2844	3445	2421	8096
11	6896	1,4	2043	1958	1323	8502	15517	10,7	2784	3824	2583	10679
12	6836	1,2	2079	1995	1296	9798	15382	9,6	2730	3904	2536	13215
13	6777	1,0	2116	2031	1269	11066	15247	8,5	2677	3986	2489	15704
14	6717	0,8	2154	2068	1242	12308	15112	11,3	2681	4170	2504	18209
15	6657	0,6	2191	2106	1216	13524	14977	8,7	2571	-2070	-1196	17013
16	6597	0,5	2229	2143	1190	14715	14842	8,2	2518	4236	2352	19366
17	6537	0,4	2268	2182	1165	15879	14707	7,9	2466	4320	2306	21672
18	6477	0,3	2307	2220	1140	17019	14573	7,4	2415	4406	2262	23934
19	6417	0,1	2346	2259	1115	18135	14438	7,5	2364	4490	2216	26150
20	6357	0,1	2385	2299	1091	19226	14303	6,9	2315	4579	2174	28324
21	6297	0,0	2425	2338	1067	20293	14168	7,0	2286	4711	2150	30474
22	6237	0,0	2465	2378	1044	21336	14033	7,4	2236	4798	2106	32579
23	6177	0,0	2505	2418	1020	22357	13898	6,6	2191	4894	2065	34644
24	6117	0,0	2545	2459	998	23354	13763	5,8	2146	4991	2025	36669
25	6057	0,0	2586	2500	975	24329	13628	5,1	2102	5089	1985	38654

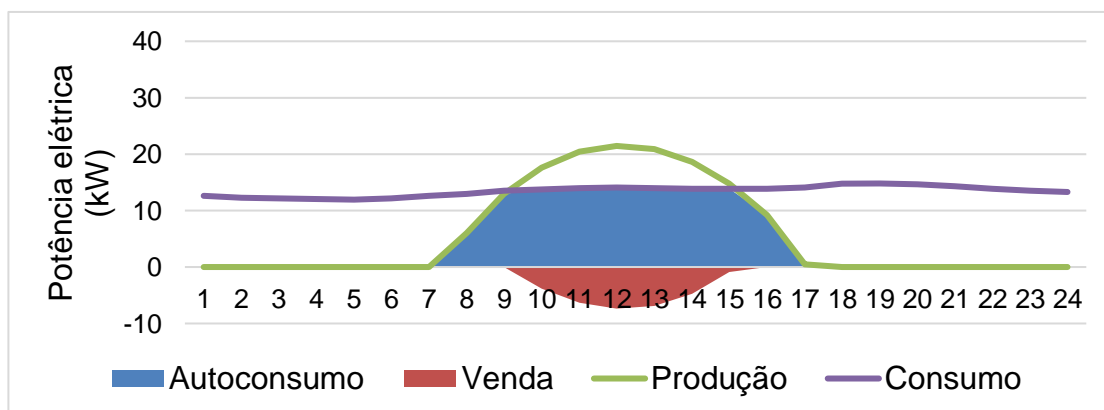
Anexo J – Perfis de autoconsumo e venda para uma seleção de *prosumers* industriais médios

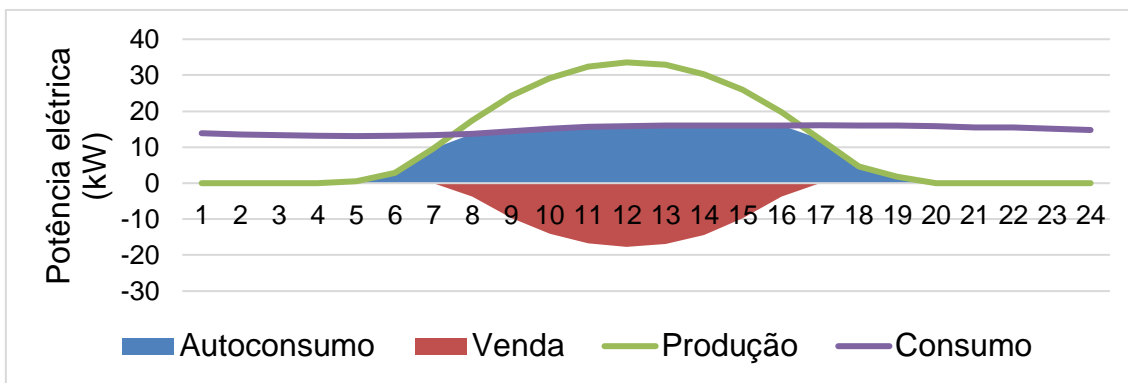
A. M. Porto (Industrial)

Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazen.**) (**sábado**) – Janeiro e Julho:

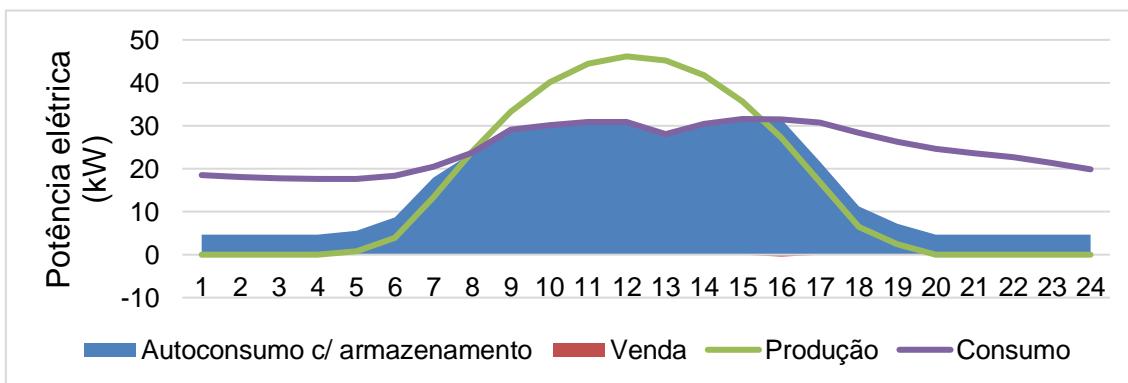
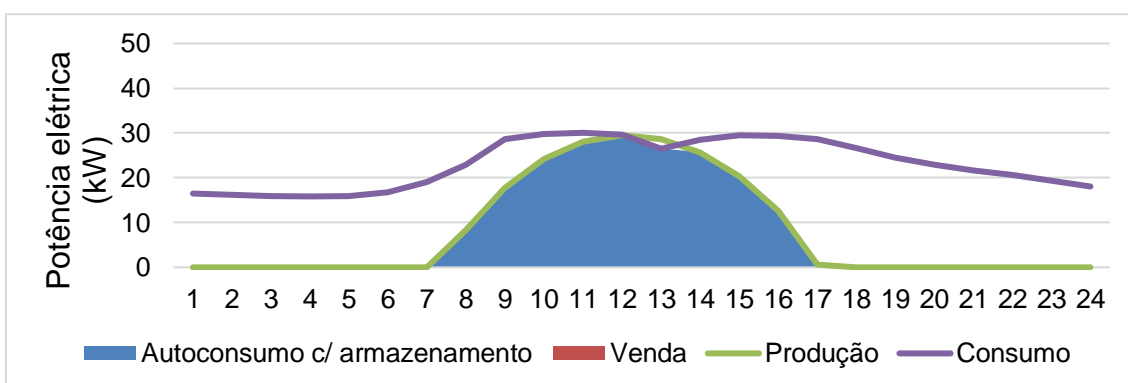


Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazen.**) (**domingo**) – Janeiro e Julho:

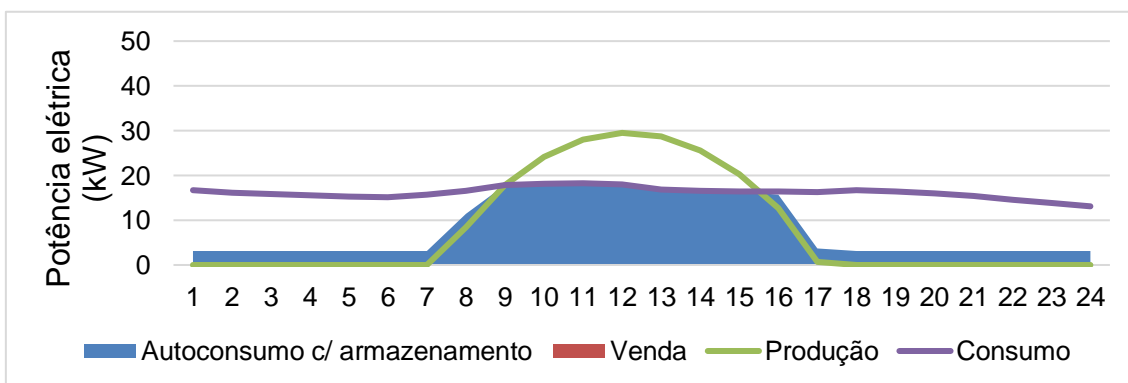


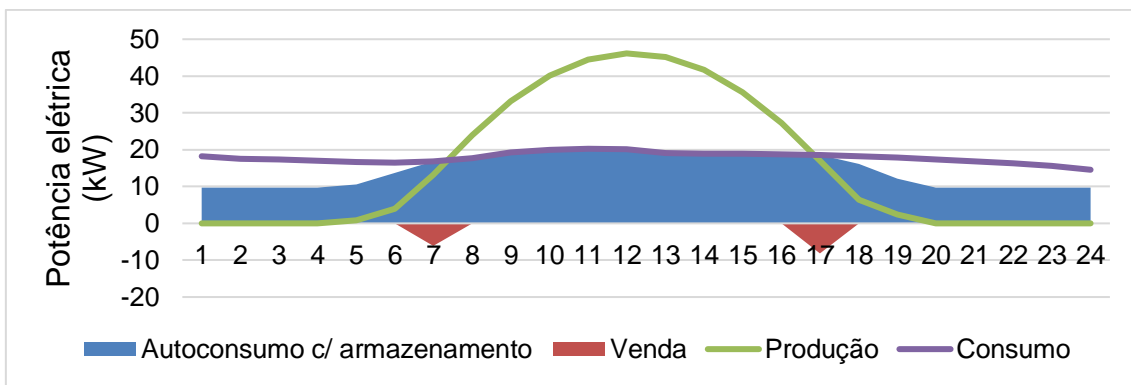


Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento LFP) (dia útil) – Janeiro e Julho:

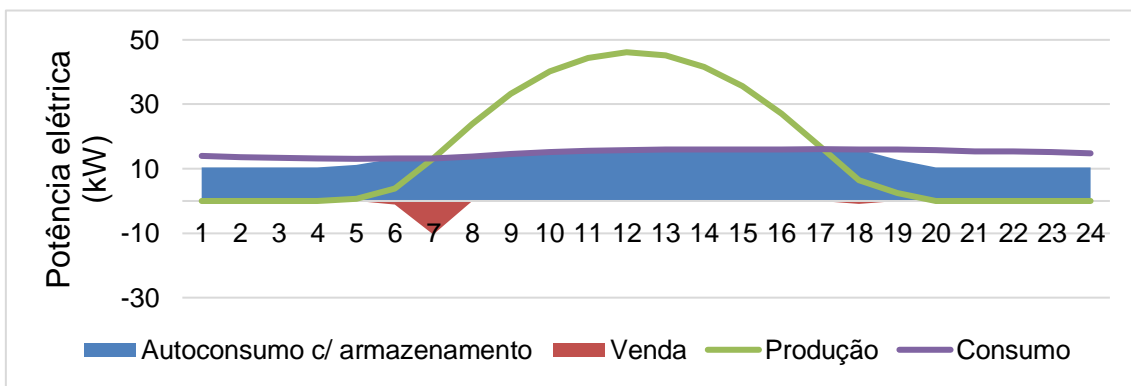
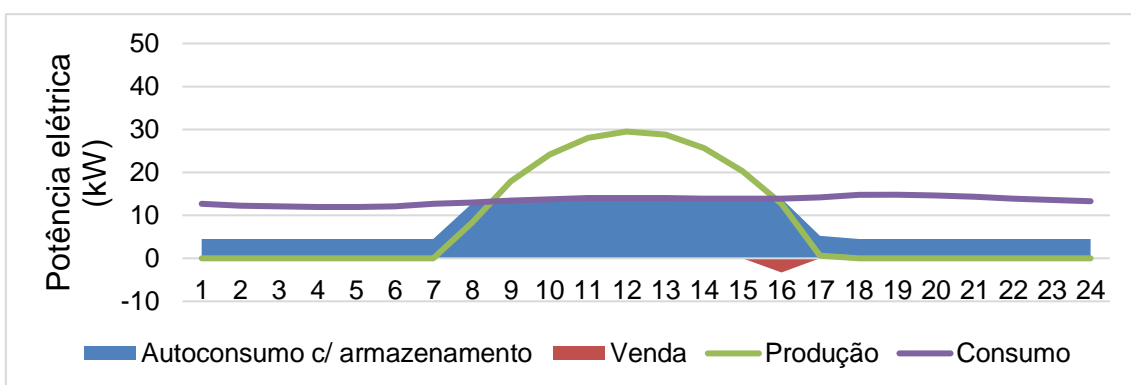


Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (sábado) – Janeiro e Julho:

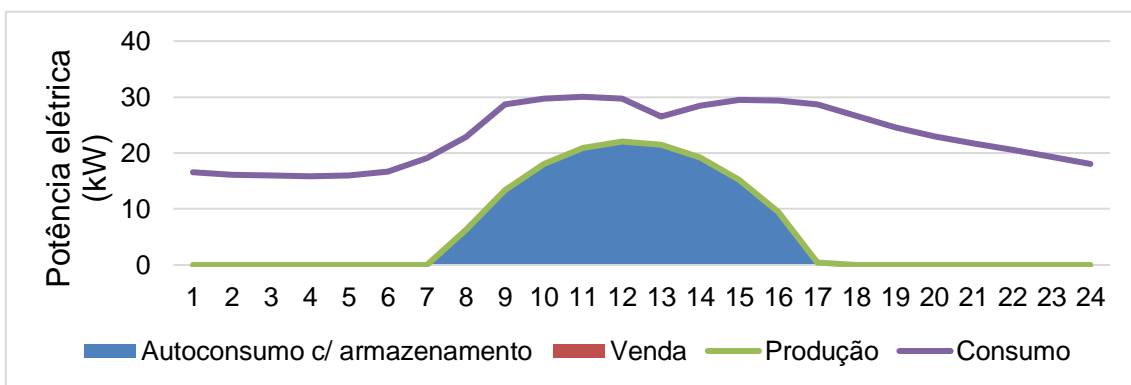


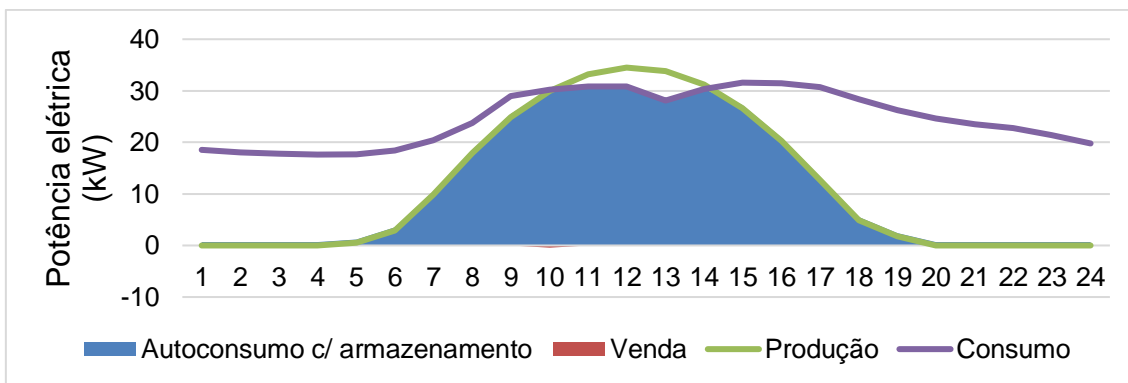


Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (domingo) – Janeiro e Julho:

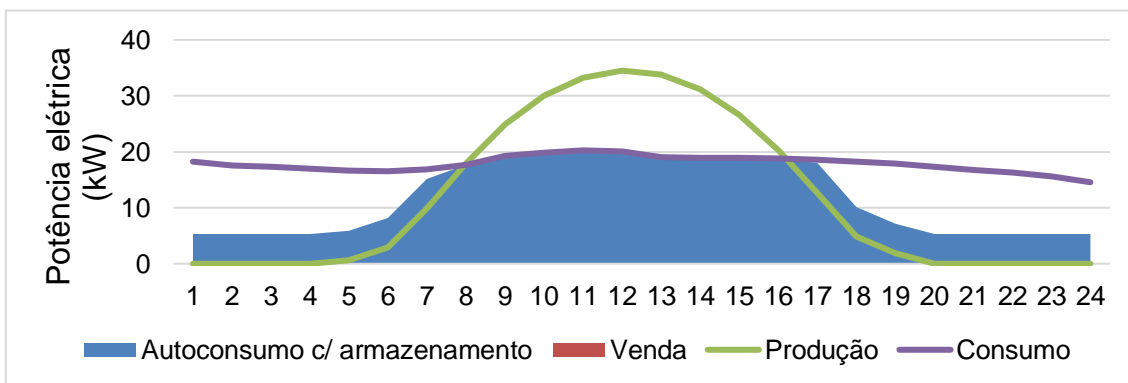
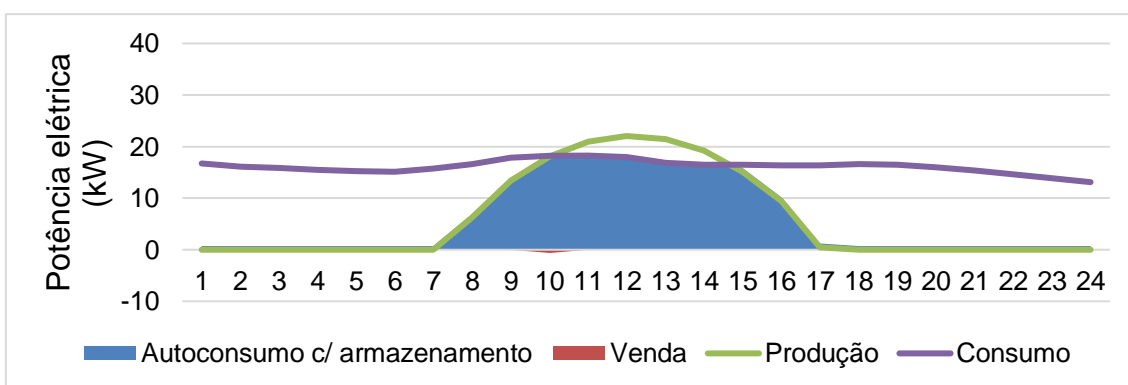


Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (dia útil) – Janeiro e Julho:

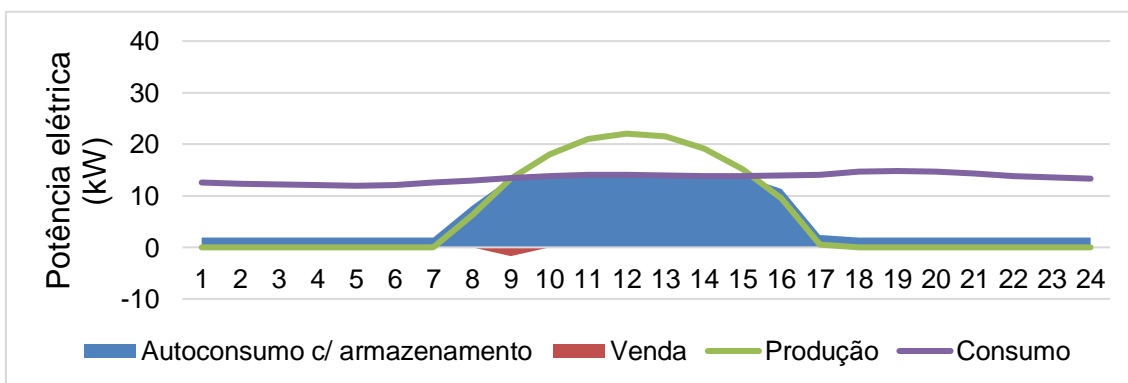


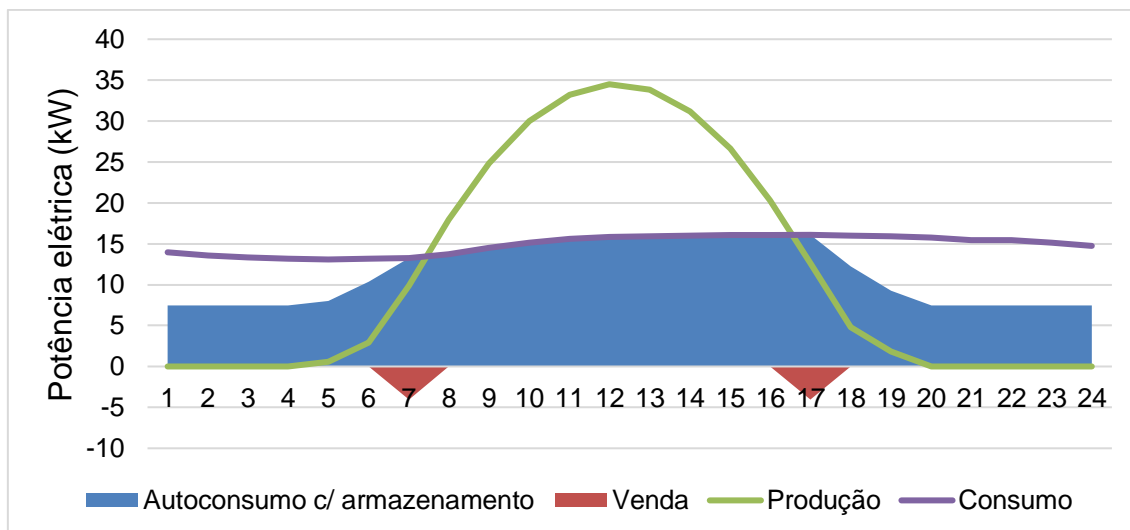


Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (sábado) – Janeiro e Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (domingo) – Janeiro e Julho:



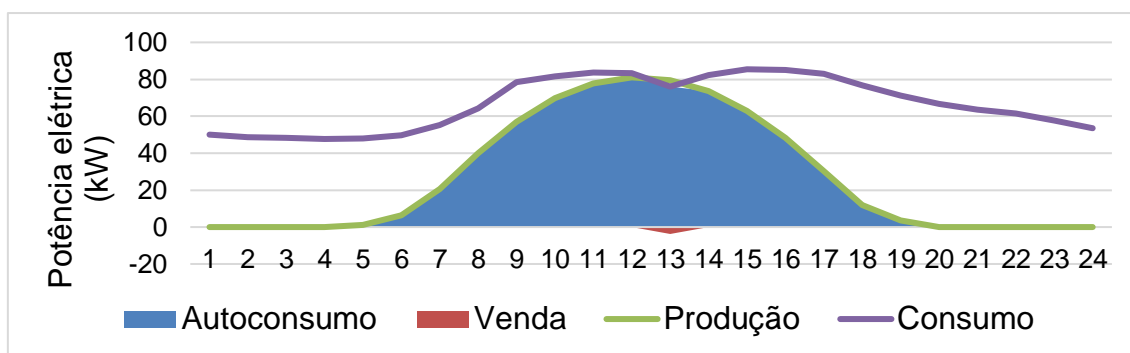
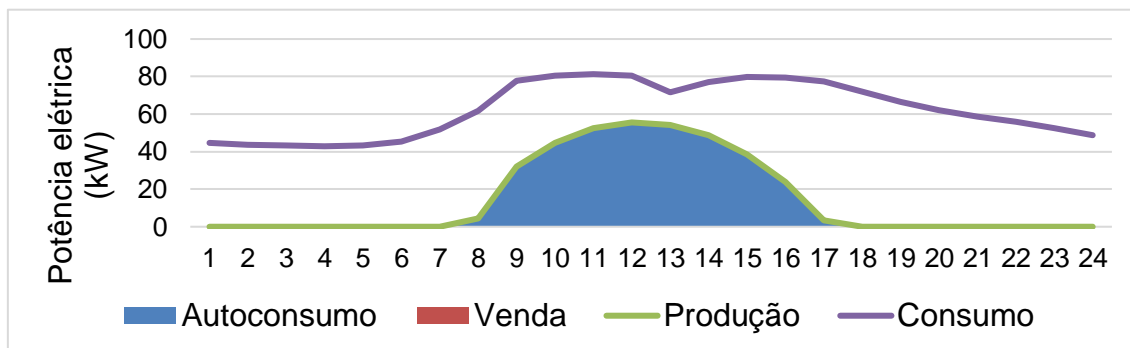


A. M. Porto (Industrial): avaliação económica resumida

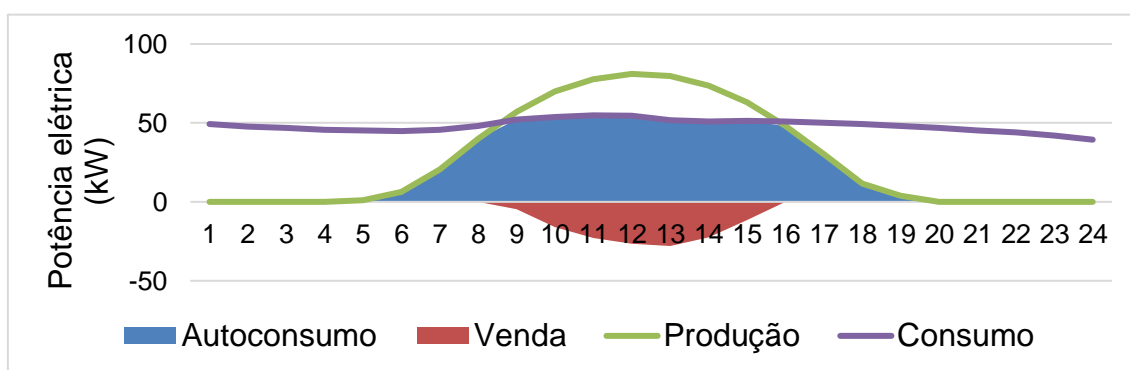
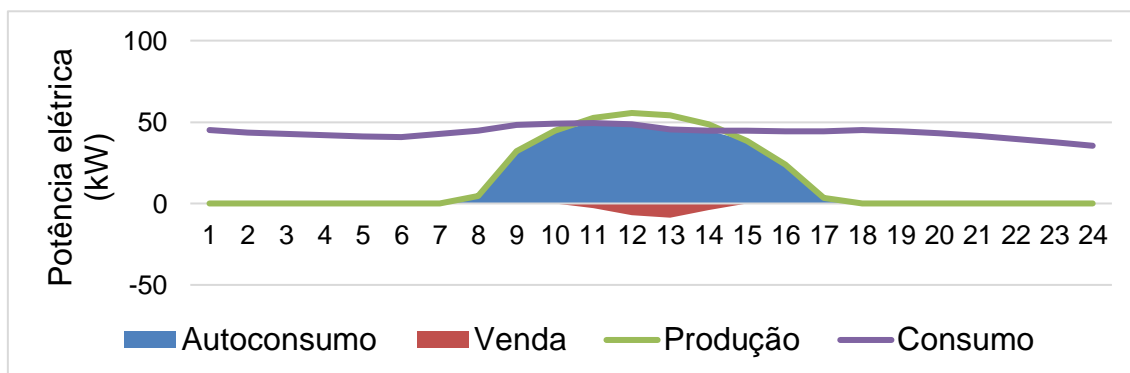
Ano	UPAC de 54 kWp sem armazenamento						UPAC de 74,25 kWp com armazenamento de 159 kWh (LFP)					
	Sistema PV			Cash Flow (€)			Sistema PV			Cash Flow (€)		
	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado
0	-	-	-	-47654	-47654	-47654	-	-	-	-59530	-59530	-59530
1	80726	482	18017	13231	13231	-34424	110999	59	23593	16761	16761	-42769
2	80080	464	17562	13480	12961	-21462	110111	38	23000	17069	16413	-26357
3	79435	439	17117	13720	12685	-8778	109223	39	22403	17383	16071	-10285
4	78789	415	16678	13959	12409	3632	108335	35	21831	17705	15740	5455
5	78143	392	16248	14198	12137	15768	107447	35	21264	18026	15409	20863
6	77497	371	15827	14439	11868	27636	106559	31	20720	18355	15086	35950
7	76851	350	15413	14678	11600	39236	105671	34	20278	18811	14866	50816
8	76206	331	15005	14914	11333	50569	104783	31	19751	19141	14546	65362
9	75560	313	14604	15147	11068	61637	103895	33	19231	19473	14229	79590
10	74914	296	14210	15379	10805	72442	103007	29	18736	19817	13923	93513
11	74268	280	13827	16406	11083	83525	102119	27	18242	21242	14350	107864
12	73622	264	13450	16638	10808	94333	101231	23	17775	21599	14030	121894
13	72976	250	13082	20840	13017	107349	100343	21	17306	26902	16803	138697
14	72331	235	12721	21070	12654	120003	99455	21	16959	27434	16476	155173
15	71685	222	12369	21299	12300	132303	98567	17	16449	1930	1114	156287
16	71039	209	12025	21529	11954	144257	97679	19	16008	28024	15561	171848
17	70393	197	11689	21759	11617	155874	96791	18	15580	28374	15149	186997
18	69747	185	11362	21989	11289	167163	95903	14	15172	28741	14755	201752
19	69102	174	11043	22220	10968	178131	95015	14	14763	29097	14363	216115
20	68456	163	10731	22450	10656	188787	94127	14	14365	29454	13980	230095
21	67810	154	10426	22678	10350	199137	93239	12	14023	29912	13652	243747
22	67164	144	10129	22906	10052	209189	92351	10	13645	30279	13287	257034
23	66518	136	9838	23133	9761	218950	91463	8	13278	30649	12933	269967
24	65873	127	9555	23361	9478	228428	90575	7	12916	31013	12583	282549
25	65227	119	9279	23588	9202	237630	89687	6	12562	31378	12241	294791

Região de Coimbra (Industrial)

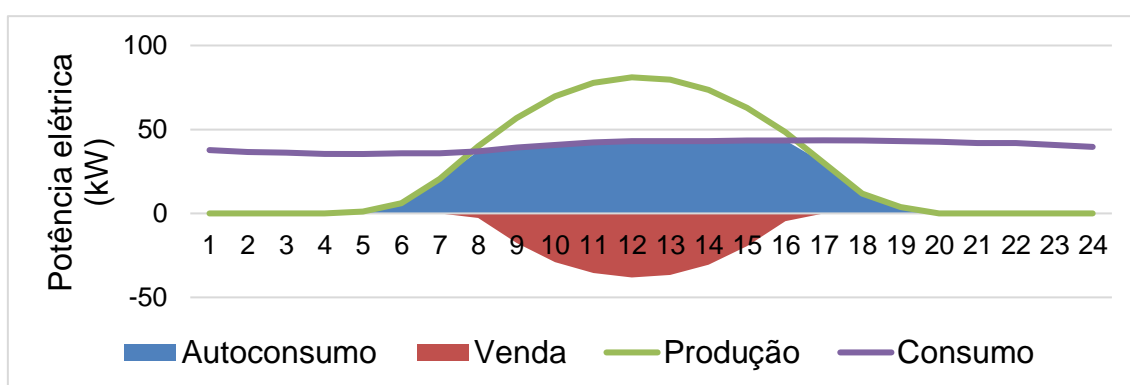
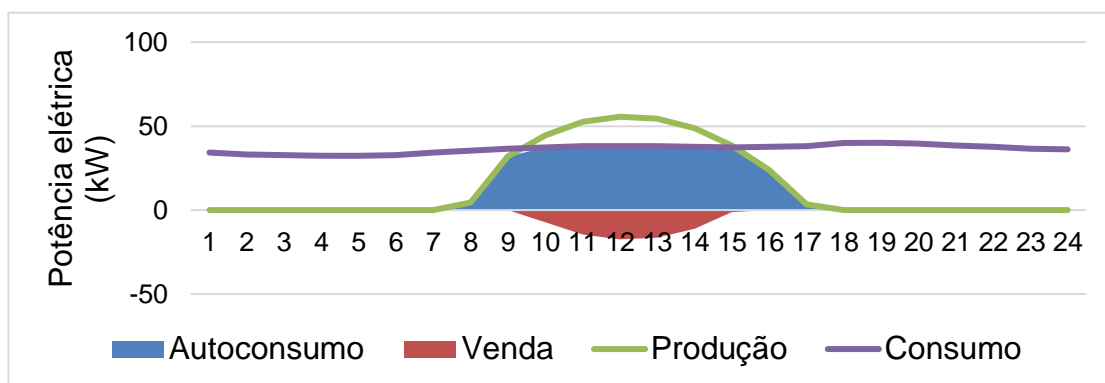
Perfil de autoconsumo e venda (sem armazen.) (dia útil) – Janeiro e Julho:



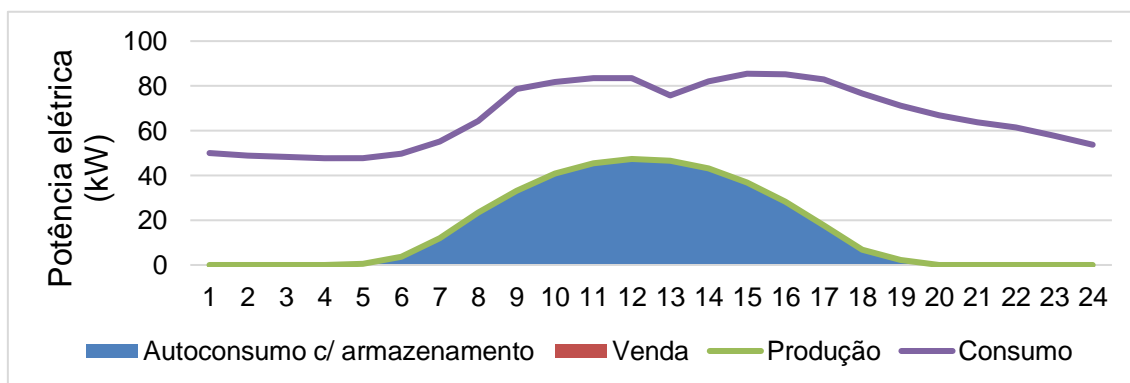
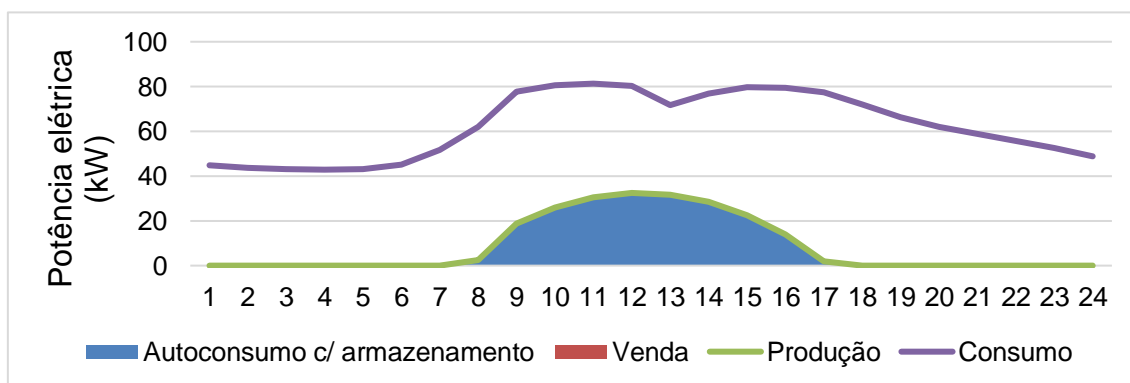
Perfil de autoconsumo e venda (sem armazen.) (sábado) – Janeiro e Julho:



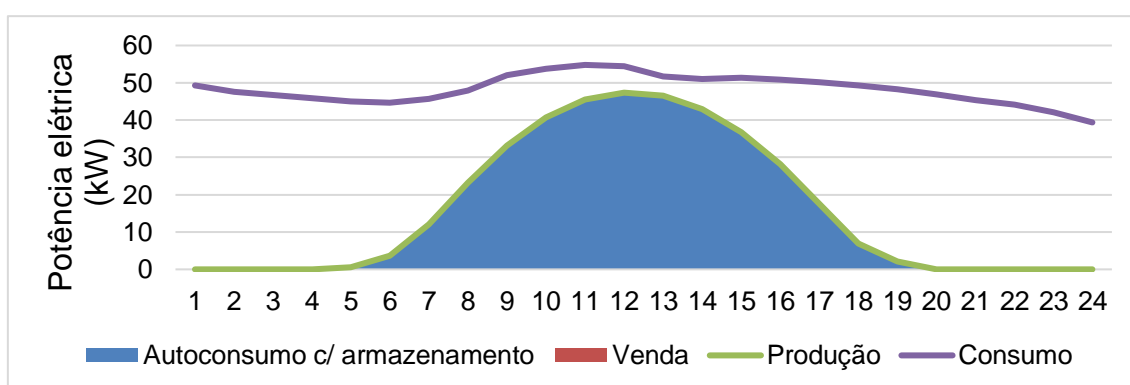
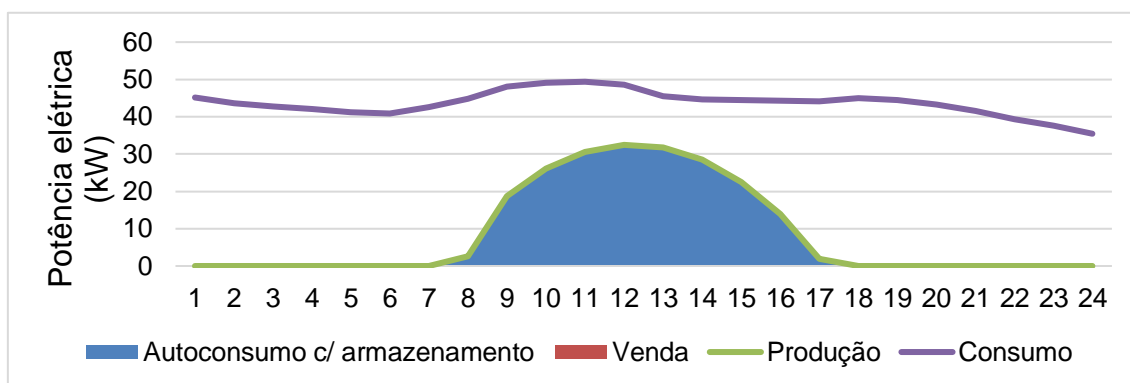
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazen.**) (**domingo**) – Janeiro e Julho:



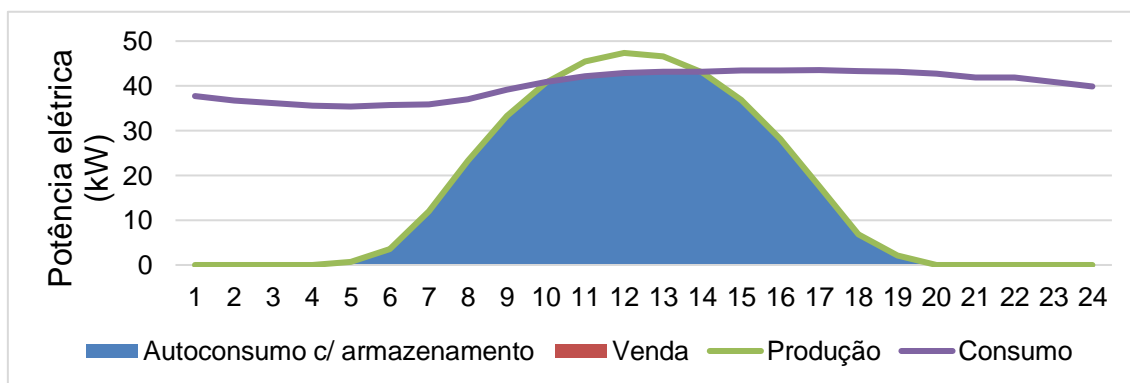
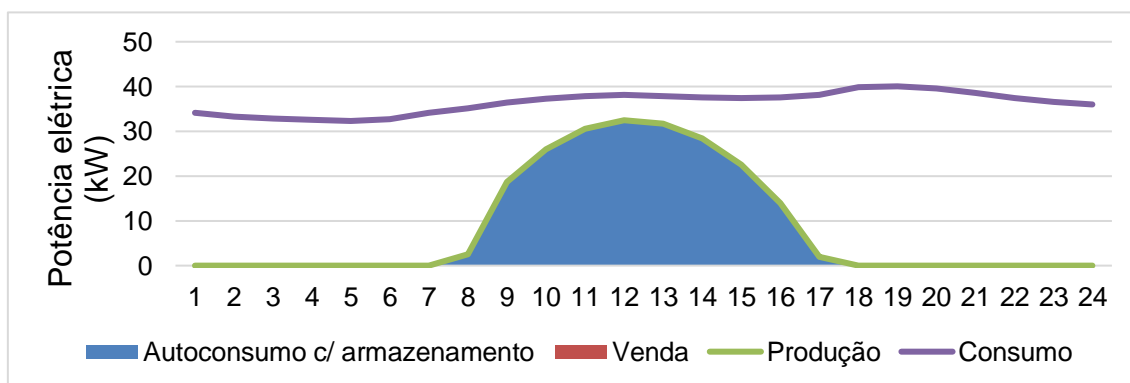
Perfil de autoconsumo e venda (**com armazenamento LFP**) (**dia útil**) – Janeiro e Julho:



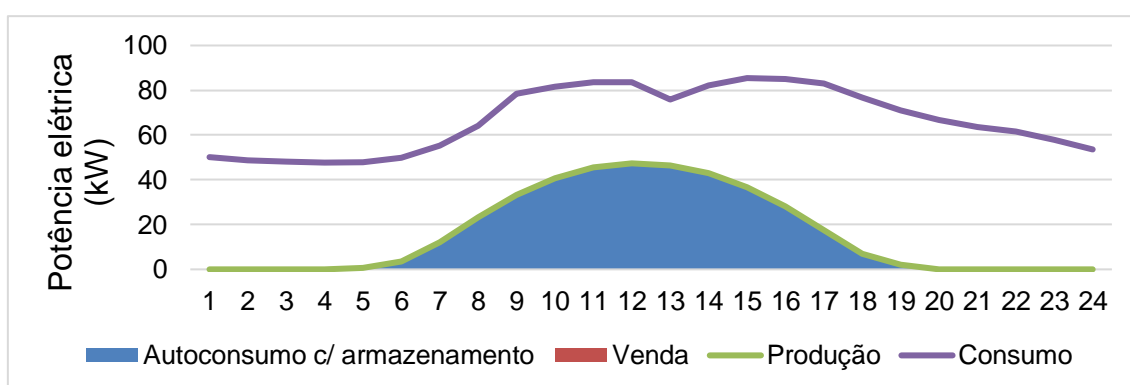
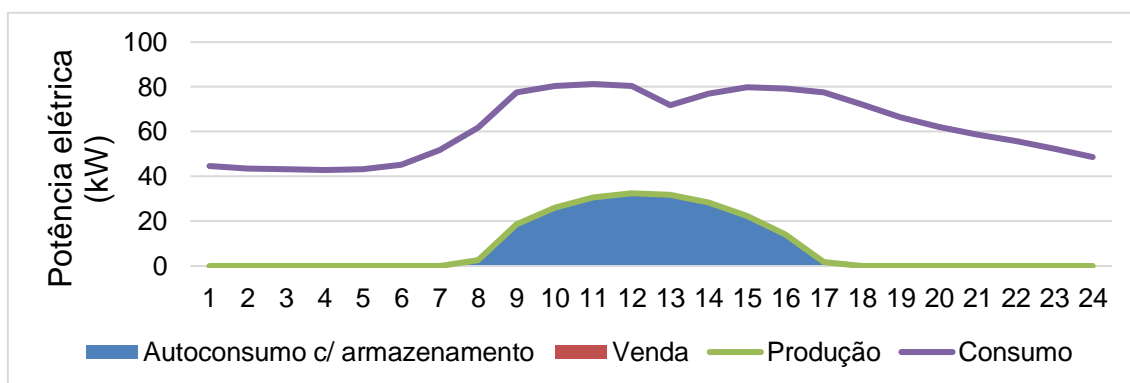
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (sábado) – Janeiro e Julho:



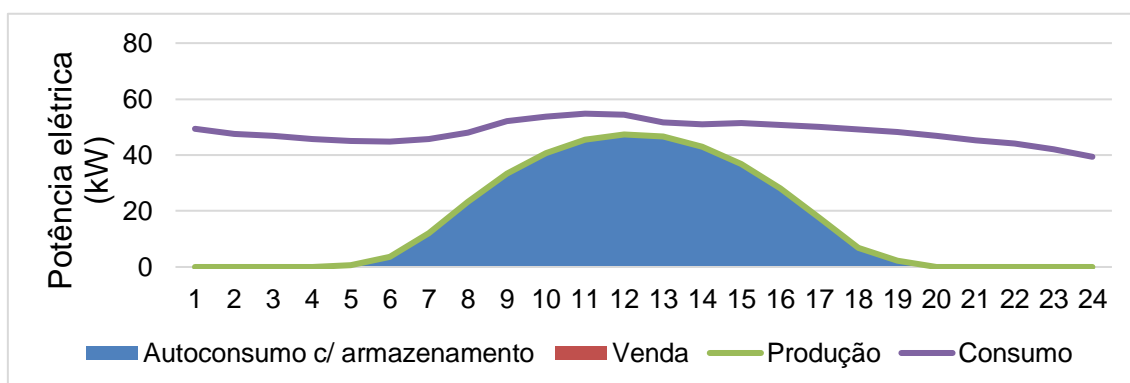
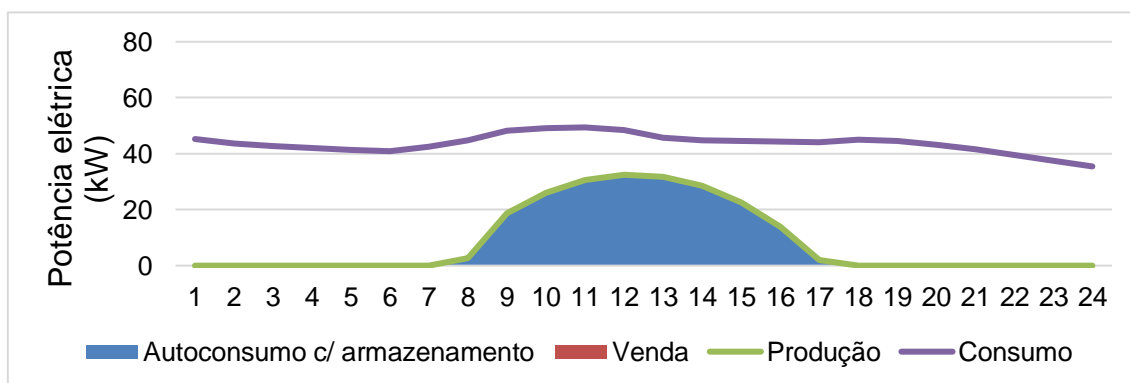
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (domingo) – Janeiro e Julho:



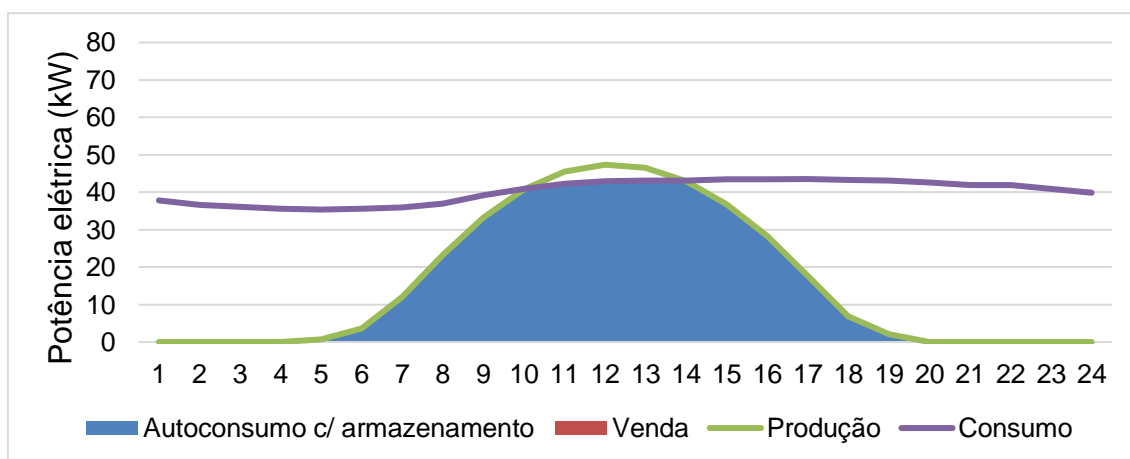
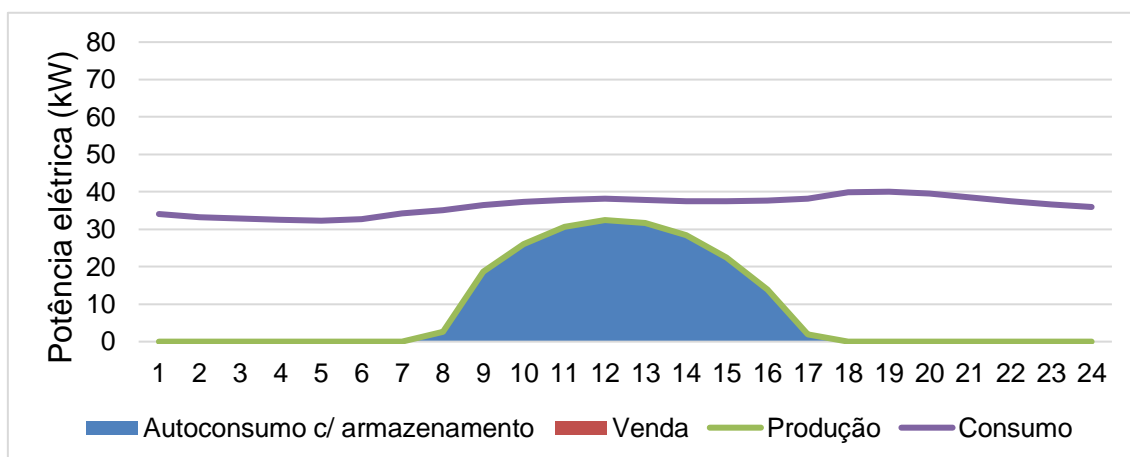
Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (dia útil) – Janeiro e Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (sábado) – Janeiro e Julho:



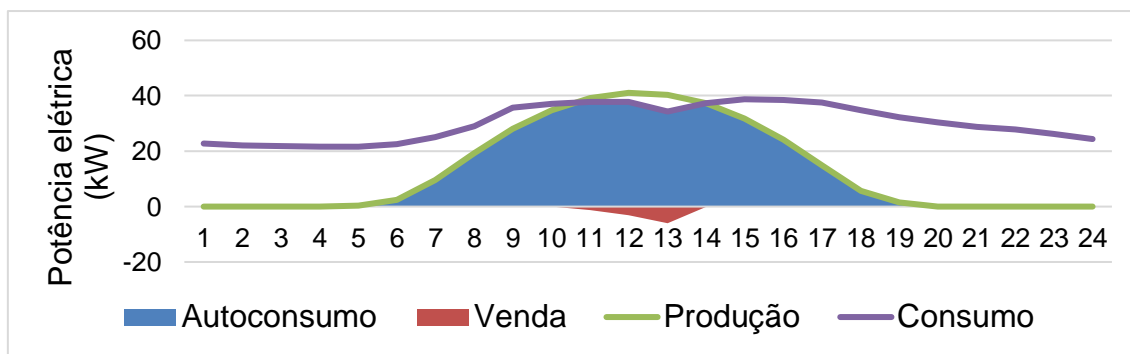
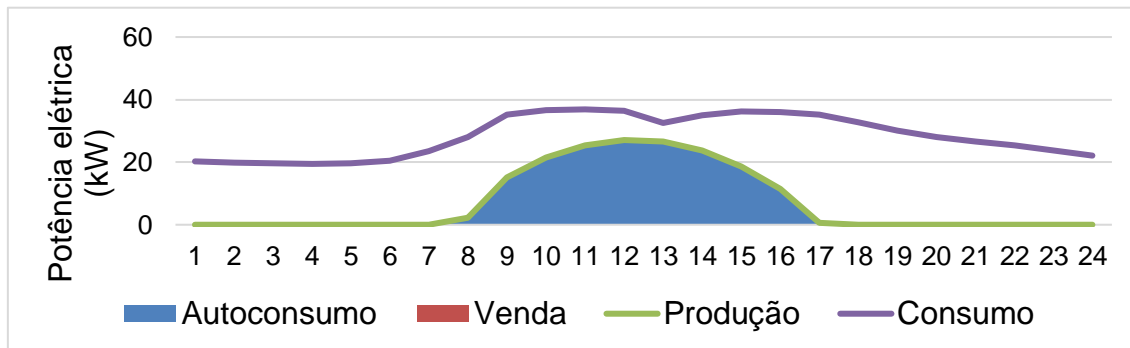
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (domingo) – Janeiro e Julho:



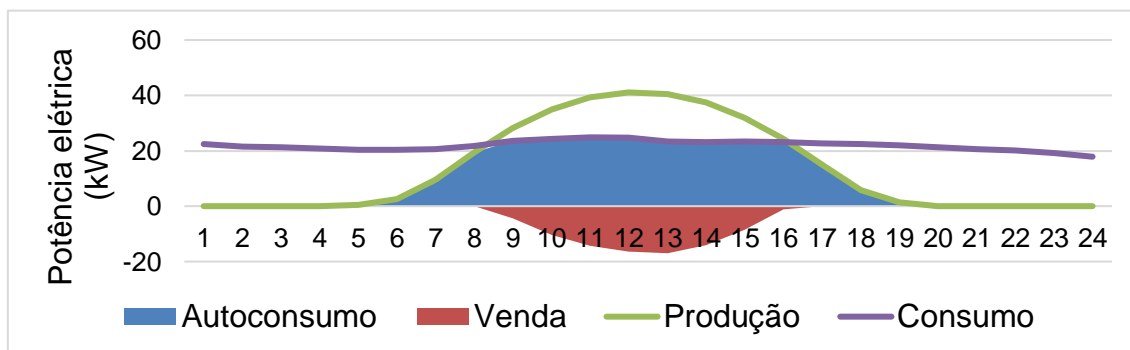
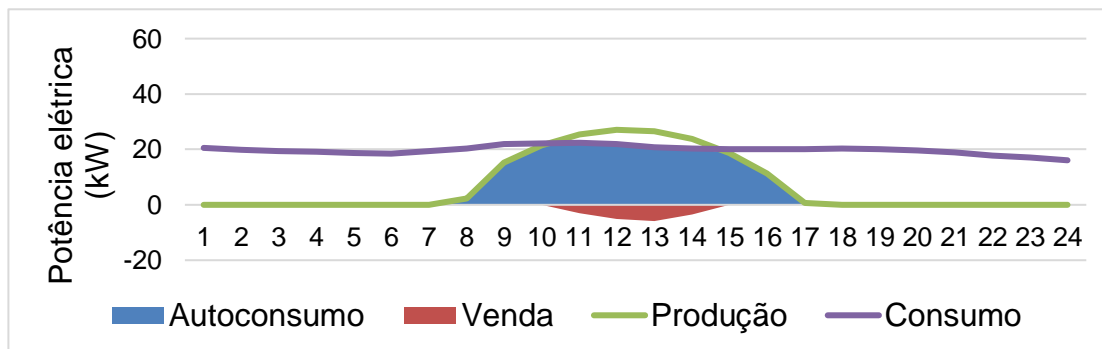
Região de Coimbra (Industrial): avaliação económica resumida

Ano	UPAC de 127,5 kWp sem armazenamento						UPAC de 74,5 kWp com armazenamento de 1 kWh (LFP)					
	Sistema PV			Cash Flow (€)			Sistema PV			Cash Flow (€)		
	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado
0	-	-	-	-90390	-90390	-90390	-	-	-	-49718	-49718	-49718
1	191981	777	44907	35322	35322	-55068	112177	0	27512	20804	20804	-28915
2	190446	750	43697	35864	34484	-20583	111280	0	26743	21104	20293	-8622
3	188910	709	42517	36393	33647	13064	110383	0	25994	21406	19791	11170
4	187374	670	41367	36925	32826	45890	109485	0	25263	21710	19300	30469
5	185838	633	40241	37456	32018	77908	108588	0	24552	22014	18818	49287
6	184302	598	39142	37989	31224	109132	107690	0	23859	22320	18345	67632
7	182766	565	38070	38523	30446	139577	106793	0	23183	22626	17881	85514
8	181230	533	37022	39059	29682	169259	105895	0	22524	22932	17426	102940
9	179695	504	36000	39597	28933	198192	104998	0	21882	23239	16981	119921
10	178159	475	35004	40137	28200	226392	104101	0	21257	23547	16544	136465
11	176623	448	34034	42553	28747	255139	103203	0	20648	24950	16855	153320
12	175087	422	33088	43098	27996	283135	102306	0	20055	25259	16408	169728
13	173551	397	32166	51178	31966	315100	101408	0	19477	30371	18970	188698
14	172015	373	31266	51726	31065	346165	100511	0	18915	30682	18427	207125
15	170479	350	30386	52270	30184	376350	99613	0	18367	30285	17489	224614
16	168944	329	29528	52815	29327	405676	98716	0	17834	31305	17383	241997
17	167408	308	28693	53362	28491	434167	97819	0	17315	31617	16881	258877
18	165872	289	27875	53905	27674	461841	96921	0	16809	31930	16392	275269
19	164336	271	27078	54446	26876	488717	96024	0	16317	32243	15916	291185
20	162800	253	26301	54988	26100	514817	95126	0	15838	32556	15453	306638
21	161264	236	25544	55531	25344	540161	94229	0	15372	32869	15001	321639
22	159728	220	24806	56073	24607	564767	93332	0	14918	33183	14562	336201
23	158193	205	24087	56614	23889	588656	92434	0	14477	33496	14134	350335
24	156657	191	23386	57155	23189	611845	91537	0	14047	33809	13717	364052
25	155121	178	22704	57696	22508	634353	90639	0	13628	34121	13312	377363

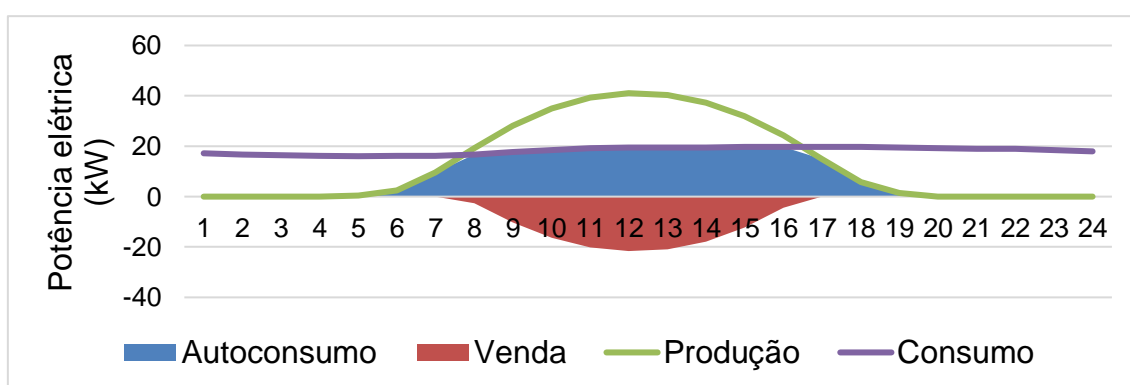
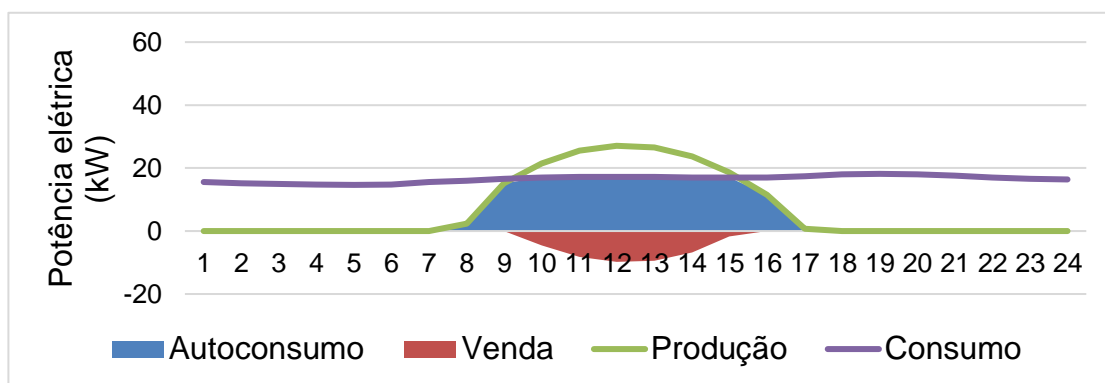
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazen.**) (**dia útil**) – Janeiro e Julho:



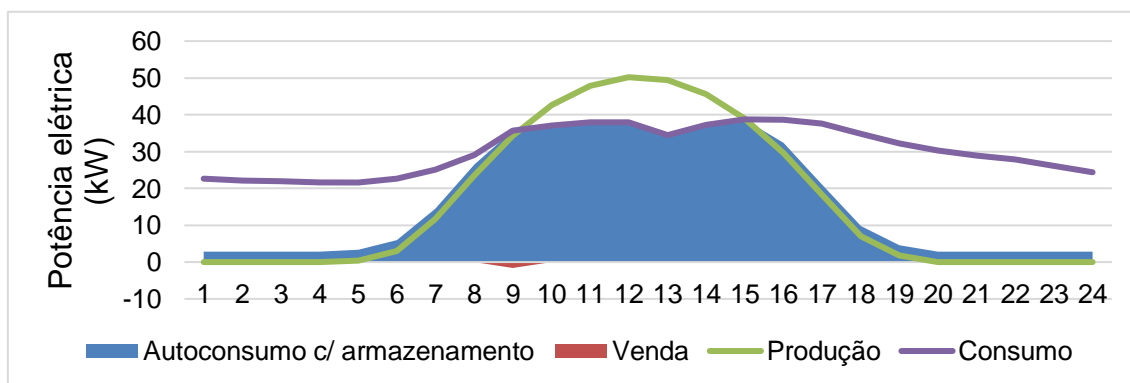
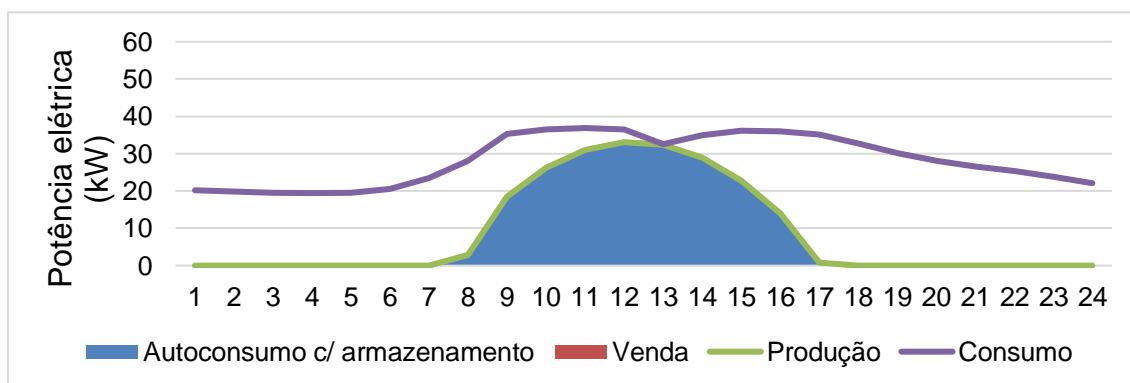
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazen.**) (**sábado**) – Janeiro e Julho:



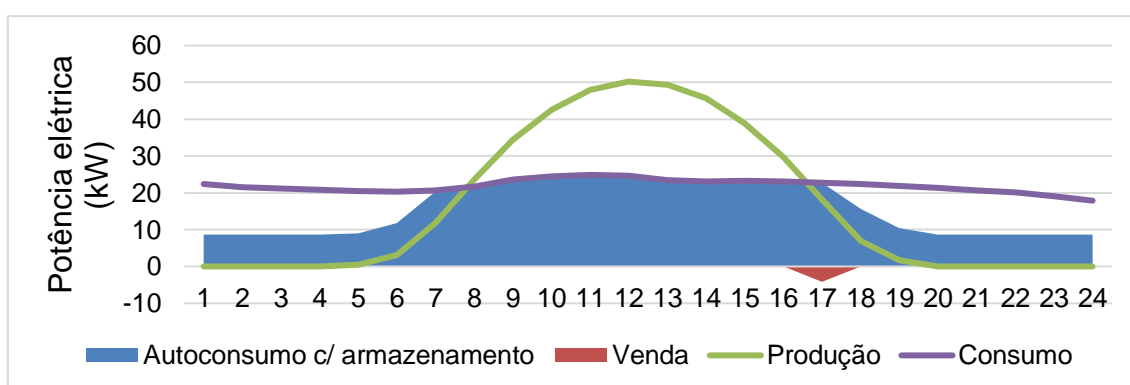
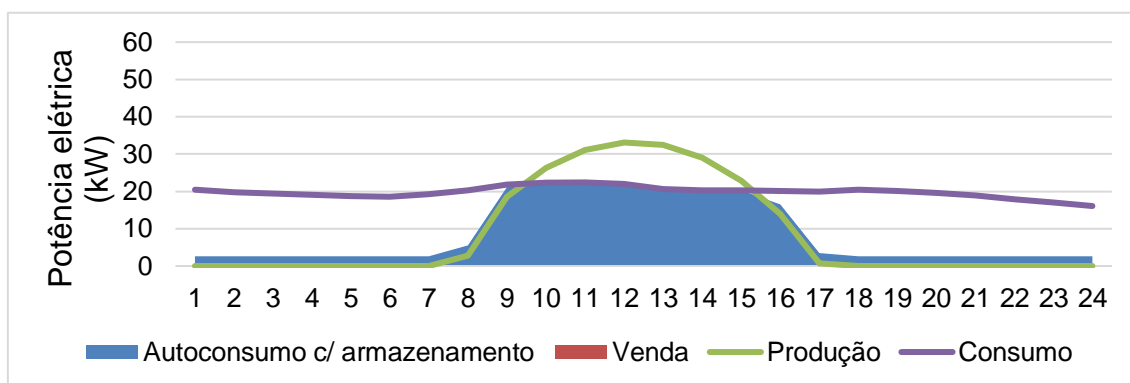
Perfil de autoconsumo e venda (**sem armazen.**) (**domingo**) – Janeiro e Julho:



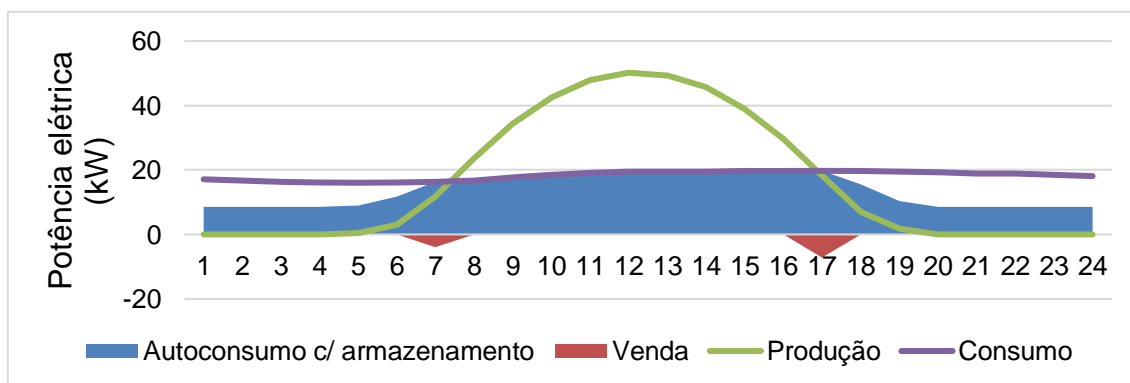
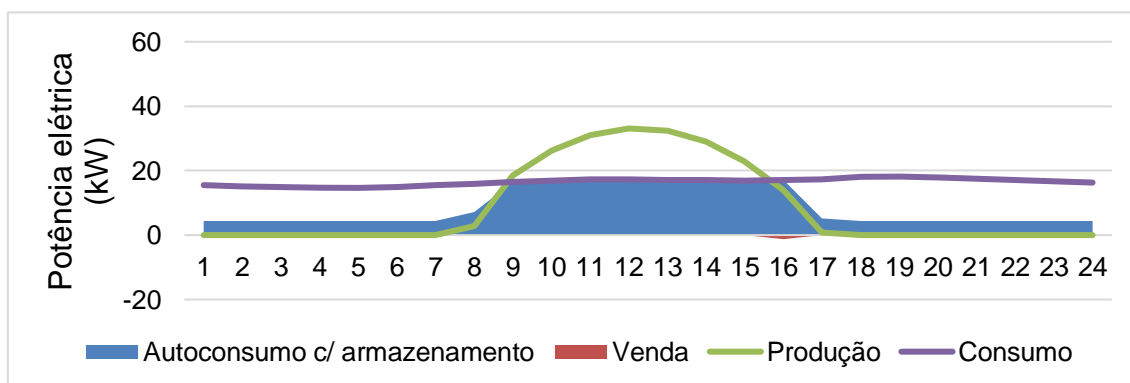
Perfil de autoconsumo e venda (**com armazenamento LFP**) (**dia útil**) – Janeiro e Julho:



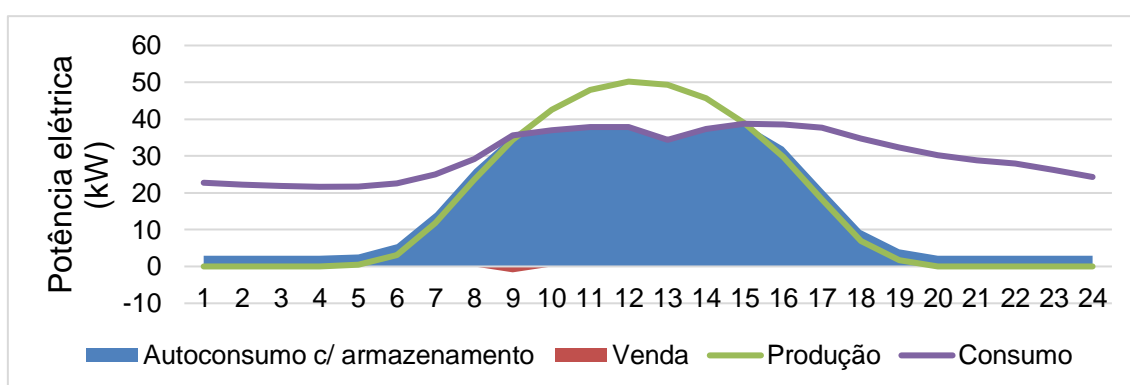
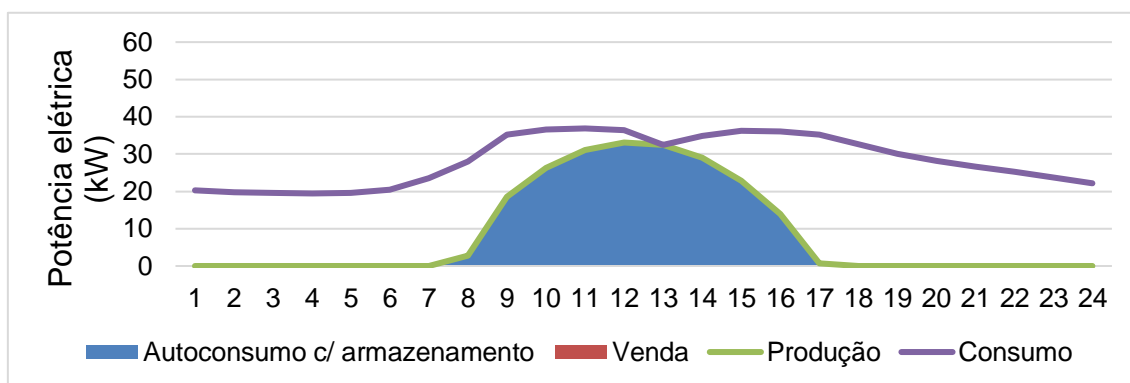
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (sábado) – Janeiro e Julho:



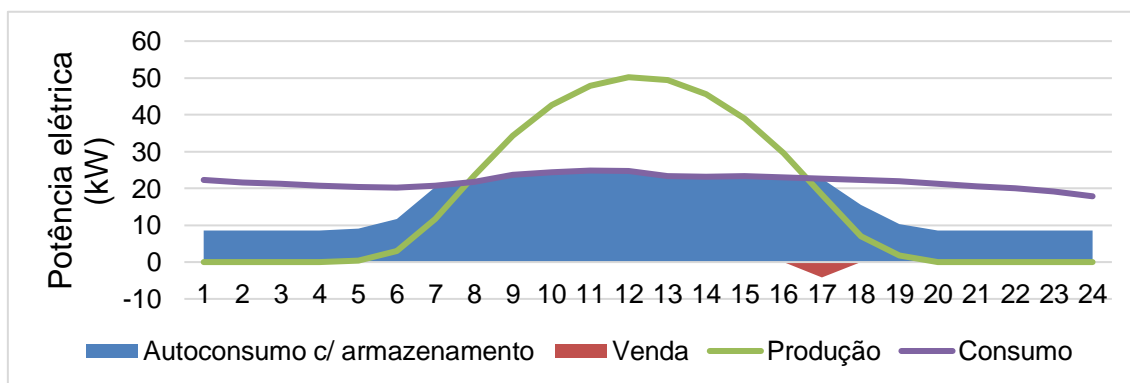
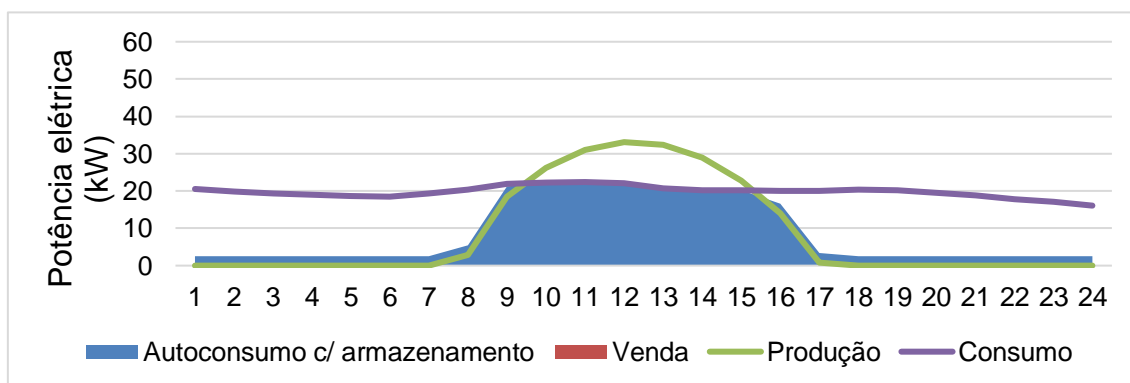
Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. LFP) (domingo) – Janeiro e Julho:



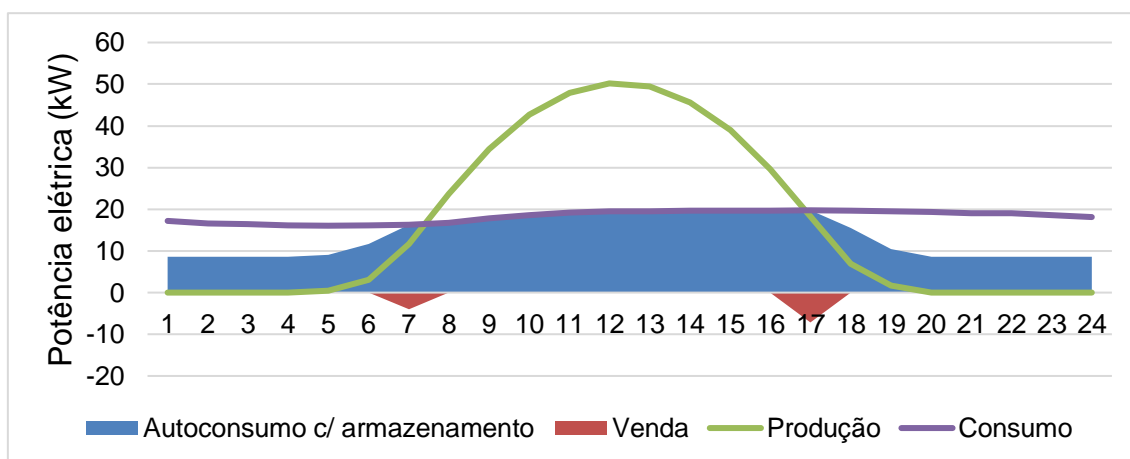
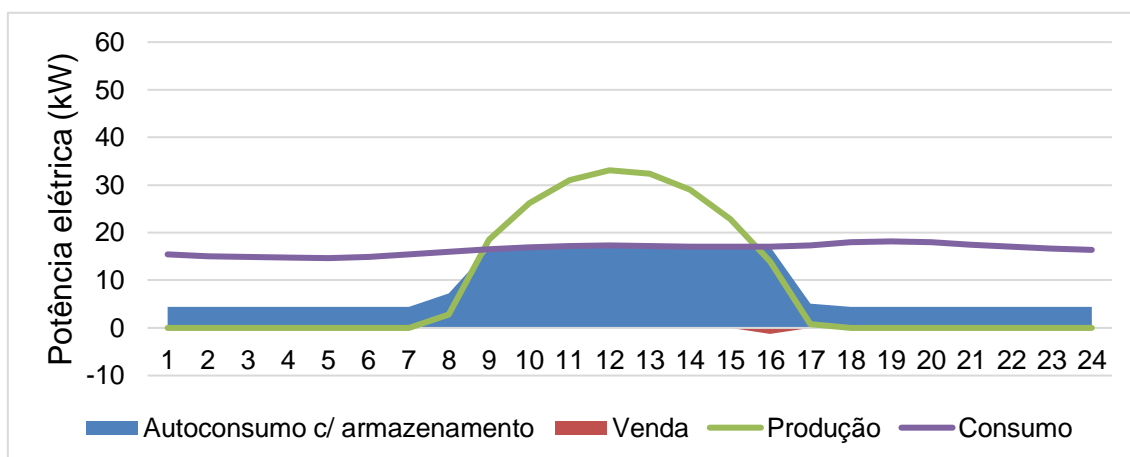
Perfil de autoconsumo e venda (com armazenamento gel) (dia útil) – Janeiro e Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (sábado) – Janeiro e Julho:



Perfil de autoconsumo e venda (com armazen. gel) (domingo) – Janeiro e Julho:



Ano	UPAC de 60,75 kWp sem armazenamento						UPAC de 74,25 kWp com armazenamento de 140,5 kWh (LFP)					
	Sistema PV			Cash Flow (€)			Sistema PV			Cash Flow (€)		
	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado	Produção PV (kWh)	Venda atualiz. (€)	Autocons. atualiz. (€)	Líquido	Atualizado	Atualizado acumulado
0	-	-	-	-51981	-51981	-51981	-	-	-	-58307	-58307	-58307
1	96138	560	22195	16981	16981	-35000	117502	45	26869	20045	20045	-38262
2	95369	540	21634	17287	16622	-18378	116562	27	26181	20386	19602	-18660
3	94600	511	21081	17580	16254	-2125	115622	23	25504	20741	19176	516
4	93831	484	20538	17873	15889	13765	114682	19	24847	21102	18760	19276
5	93062	457	20007	18167	15529	29294	113742	15	24205	21465	18348	37624
6	92293	433	19485	18459	15172	44465	112802	14	23571	21825	17938	55562
7	91524	409	18972	18750	14818	59283	111862	13	23042	22303	17627	73189
8	90754	387	18471	19042	14470	73754	110922	10	22438	22672	17229	90418
9	89985	366	17978	19331	14125	87878	109982	10	21844	23040	16835	107252
10	89216	346	17497	19622	13786	101664	109042	8	21267	23413	16449	123702
11	88447	326	17027	20806	14056	115720	108102	7	20705	24881	16808	140510
12	87678	308	16565	21094	13702	129422	107162	7	20153	25257	16407	156917
13	86909	291	16111	25710	16059	145481	106222	6	19616	30579	19099	176016
14	86140	275	15669	25997	15613	161094	105282	9	19179	31112	18685	194702
15	85371	259	15237	26285	15179	176272	104342	8	18606	7598	4388	199089
16	84602	244	14817	26574	14756	191028	103402	7	18106	31785	17649	216738
17	83832	229	14407	26863	14343	205371	102462	6	17617	32171	17176	233914
18	83063	215	14006	27151	13939	219309	101522	7	17133	32549	16710	250624
19	82294	202	13614	27440	13545	232854	100582	9	16658	32927	16254	266878
20	81525	190	13232	27728	13161	246015	99642	7	16202	33314	15812	282690
21	80756	178	12859	28016	12786	258801	98702	7	15784	33764	15409	298100
22	79987	168	12494	28304	12421	271222	97762	6	15342	34140	14982	313081
23	79218	158	12139	28592	12064	283286	96822	5	14912	34517	14565	327646
24	78449	148	11792	28880	11717	295004	95882	5	14492	34895	14158	341804
25	77680	139	11455	29168	11379	306383	94942	3	14086	35278	13763	355566